



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Propuesta para la identificación y monitoreo de áreas débiles con relación a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia

Identification and monitoring of weak voltage stability areas in electric power systems

Sandra Milena Pérez Londoño

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Programa de Doctorado
Manizales, Colombia

2013

Propuesta para la identificación y monitoreo de áreas débiles con relación a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia

Identification and monitoring of weak voltage stability areas in electric power systems

Sandra Milena Pérez Londoño

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Doctor en Ingeniería

Director:

Título Ph:D Gerard Olivar Tost

Línea de Investigación en Automática

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Programa de Doctorado

Manizales, Colombia

2013

*“After climbing a great hill, one only finds
that there are many more hills to climb”.*

Nelson Mandela

Dedicatoria

*A mis hijos Juan Sebastián, Daniel Leandro y a mi
pequeña Amelie, mis tres más grandes
motivaciones para seguir escalando montañas.*

*A mi esposo Juan José, por el amor, apoyo y la
compañía que siempre me brinda.*

Agradecimientos

Quiero manifestar mi más sincero agradecimiento a mi orientador el profesor PhD. Gerard Olivar Tost, quien desde el principio depositó su confianza en mi y siempre me motivó a lo largo de este camino. De igual manera, mi gratitud con los profesores Fabiola Ángulo y Gustavo Osorio, por compartir sus experiencias.

Al profesor Luiz Carlos Pereira da Silva, por brindarme su amistad y orientación durante la pasantía realizada en la Universidad de Campinas. A su familia, por el cariño que me brindaron.

Al ingeniero Luis Fernando Rodriguez, por su colaboración, paciencia y apoyo en las extensas horas de simulación y discusión.

Al profesor Jorge Fernando Gutiérrez, un gran amigo con el que siempre pude contar.

A Sonia Torres por su amistad y apoyo logístico durante este proceso.

A la Universidad Tecnológica de Pereira por el tiempo y soporte que me brindó para realizar mis estudios.

Y a todos aquellos que dejaron en mi, un granito de motivación y aliento para escalar esta montaña.

Resumen

El monitoreo permanente es indispensable en los sistemas eléctricos de potencia, para determinar si éstos se encuentran funcionando dentro de los estándares y límites de seguridad establecidos, para mantener adecuadamente su estabilidad. Por lo tanto, se debe suministrar a los operadores del sistema eléctrico de potencia, herramientas adecuadas, de fácil implementación y utilización, que permitan definir oportunamente las acciones pertinentes de prevención y/o control.

Por esta razón, en esta tesis se propone una metodología basada en técnicas de aprendizaje de máquina, que emplea mediciones del sistema de potencia, para la identificación de áreas sensibles o críticas, donde existen altos riesgos de experimentar problemas de estabilidad de tensión.

Inicialmente, para la determinación de la condición de operación del sistema y basado en una extensa revisión bibliográfica, se propone un nuevo índice denominado SVSI (*Simplified Voltage Stability Index*), el cual emplea la topología y las mediciones del sistema eléctrico de potencia, para determinar la estabilidad de tensión en las barras. El principal aporte del índice propuesto está asociado con la utilización de la matriz distancia eléctrica relativa y de factores de sensibilidad basados en variables del sistema eléctrico de potencia. Esta propuesta permite el cálculo rápido de un índice y con un bajo costo computacional, comparado con otras propuestas.

Posteriormente, con la información suministrada por el índice propuesto y mediante la utilización de técnicas asociadas con campos como la minería de datos y del aprendizaje de máquina, se desarrolla un esquema de identificación y monitoreo en línea de áreas débiles o críticas en estabilidad de tensión, basado solo en mediciones eléctricas en el sistema.

La validación de las propuestas obtenidas como consecuencia del desarrollo de esta investigación, se realiza mediante la aplicación exitosa en los sistemas eléctricos de potencia *IEEE* de 14, 30 y 118 barras.

Palabras clave: Estabilidad de tensión, índice de estabilidad, área de control de tensión, aprendizaje de máquina, mediciones eléctricas, máquinas de soporte vectorial.

Abstract

Nowadays, the power systems are being operated at the boundaries of the safe region, and then the probability of occurrence of stability problems is high. In case of dangerous events, the system operators require of a timely situational awareness to have enough of time to determine the best corrective controls, which help to assure the power system security.

This thesis proposes a methodology based on machine learning techniques, which uses measurements for the identification of sensitive or critical areas where exist a high risk of experience voltage stability problems.

Initially, to determine the operating condition of the analized power system system and based on an extensive literature review, a new index called SVSI (Simplified Voltage Stability Index) is proposed, using only the system topology and power system measurements. The main contribution of the proposed index is associated with the use of relative electrical distance matrix and sensitivity factors based on the variables of the power system. This proposal allows the fast calculation of an index and has a low computational cost compared to other proposals.

Next and by using the information supplied by the proposed index and also techniques from data mining and learning machine areas, an online identification and monitoring system is developed, using only measurements of power system variables.

The validation of the proposals obtained as a result of the development of this research, is performed by the succesful application at the electric power systems identified as IEEE 14, 30 and 118 buses.

Keywords: Voltage stability, stability index, voltage control area, learning machine, electrical measurements, support vector machines.

Contenido

	Resumen.....	Pág: IX
	Abstract.....	X
	Lista de figuras.....	XIV
	Lista de tablas	XIX
1	<u>Introducción.....</u>	1
1.1	<u>Definición del problema.....</u>	1
1.2	<u>Propuesta de solución.....</u>	4
1.3	<u>Objetivos de la tesis.....</u>	5
1.4	<u>Aportes de la tesis</u>	5
1.5	<u>Publicaciones resultado de la investigación.....</u>	6
1.6	<u>Estructura del documento de tesis.....</u>	6
2	<u>Conceptos básicos de estabilidad de tensión.....</u>	9
2.1	<u>Generalidades.....</u>	9
2.2	<u>Estabilidad de tensión.....</u>	11
2.3	<u>Análisis de estabilidad de tensión utilizando teoría de bifurcaciones.....</u>	13
2.4	<u>Metodologías utilizadas para el análisis de estabilidad de tensión.....</u>	19
2.4.1	<u>Métodos basados en la matriz Jacobiana.....</u>	20
2.4.2	<u>Curvas PV/PQ y flujo de continuación.....</u>	21
2.4.3	<u>Métodos basados en sensibilidades.....</u>	21
2.4.4	<u>Monitoreo de reservas de potencia reactiva.....</u>	21
2.4.5	<u>Métodos basados en índices de estabilidad de tensión.....</u>	22
2.5	<u>Conclusiones.....</u>	26

3	<u>Revisión bibliográfica: índices de estabilidad y metodologías utilizadas en la definición de áreas de control de tensión.....</u>	27
3.1	<u>Introducción.....</u>	27
3.2	<u>Clasificación de metodologías de análisis de estabilidad de tensión.....</u>	28
3.3	<u>Clasificación de índices de estabilidad de tensión.....</u>	29
3.3.1	<u>Índices basados en la matriz Jacobiana.....</u>	29
3.3.2	<u>Índices basados en variables del sistema.....</u>	30
3.3.3	<u>Comparación de los enfoques utilizados mediante marcadores de relevancia.....</u>	35
3.4	<u>Áreas de control de tensión (VCA, Voltage Control Area).....</u>	39
3.5	<u>Conclusiones.....</u>	42
4	<u>Desarrollo de nuevo índice de estabilidad de tensión basado en mediciones.....</u>	45
4.1	<u>Introducción.....</u>	45
4.2	<u>Índices de estabilidad de tensión.....</u>	46
4.2.1	<u>Valores propios de la matriz Jacobiana del flujo de potencia.....</u>	47
4.2.2	<u>Índice L.....</u>	47
4.2.3	<u>Índice VSI.....</u>	48
4.3	<u>Propuesta del índice SVSI (Simplified Voltage Stability Index).....</u>	53
4.3.1	<u>Distancia eléctrica relativa (DER).....</u>	54
4.3.2	<u>Verificación de la aproximación propuesta.....</u>	56
4.4	<u>Resultados y discusión.....</u>	59
4.4.1	<u>Sistema IEEE de 30 barras.....</u>	60
4.4.2	<u>Sistema IEEE de 118 barras.....</u>	72
4.5	<u>Conclusiones.....</u>	92
5	<u>Metodología para determinación de áreas críticas de estabilidad de tensión empleando algoritmos aprendizaje de máquina.....</u>	93
5.1	<u>Introducción.....</u>	93
5.2	<u>Descripción de herramientas utilizadas.....</u>	94
5.2.1	<u>Justificación.....</u>	94
5.2.2	<u>Metodologías de aprendizaje inductivo supervisado y no supervisado.....</u>	96
5.3	<u>Metodología general para determinación de áreas débiles en tensión.....</u>	102
5.3.1	<u>Etapas 1: Modelado y simulación del sistema eléctrico de potencia.....</u>	103
5.3.2	<u>Etapas 2: Generación de bases de contingencias que representan las posibles condiciones del SEP.....</u>	104
5.3.3	<u>Etapas 3: Definición de criterios de similitud para el agrupamiento de condiciones de operación críticas.....</u>	111
5.3.4	<u>Etapas 4: Determinación de áreas críticas de estabilidad a partir de criterios de similitud.....</u>	118
5.3.5	<u>Etapas 5: Reconocimiento en línea de áreas críticas de estabilidad de tensión mediante un clasificador basado en máquinas de soporte vectorial.....</u>	120
5.4	<u>Conclusiones.....</u>	120
6	<u>Aplicación de la metodología para determinación de áreas críticas de estabilidad de tensión.....</u>	123
6.1	<u>Introducción.....</u>	123
6.2	<u>Descripción de los sistemas de prueba.....</u>	123
6.2.1	<u>Sistema IEEE de 14 barras.....</u>	123

6.2.2	Sistema IEEE de 30 barras.....	124
6.3	Descripción de las condiciones de operación para la validación de la propuesta.....	124
6.3.1	Pruebas en el sistema IEEE 14 barras.....	124
6.3.2	Pruebas en el sistema IEEE 30 barras.....	125
6.3.3	Descriptores utilizados como base de datos.....	125
6.4	Determinación de las áreas críticas de estabilidad del sistema IEEE de 14 barras.....	127
6.4.1	Determinación de la matriz de condiciones de operación.....	127
6.4.2	Selección de los parámetros de la técnica de agrupamiento.....	127
6.4.3	Determinación del mejor agrupamiento.....	131
6.4.4	Análisis de algunos prototipos representativos.....	132
6.5	Reconocimiento de áreas de críticas de estabilidad para el sistema IEEE 14 barras.....	144
6.5.1	Conjunto de datos de entrada.....	145
6.5.2	Parametrización de la máquina de soporte vectorial (SVM).....	145
6.5.3	Entrenamiento y validación de la SVM.....	146
6.5.4	Matriz de confusión para el peor desempeño obtenido en el reconocimiento de áreas críticas de estabilidad.....	147
6.6	Determinación de las áreas críticas de estabilidad del sistema IEEE de 30 barras.....	149
6.6.1	Determinación de la matriz de condiciones de operación.....	149
6.6.2	Selección de los parámetros de la técnica de agrupamiento.....	149
6.6.3	Determinación del mejor agrupamiento.....	151
6.6.4	Análisis de algunos prototipos representativos del sistema IEEE de 30 barras.....	151
6.7	Reconocimiento de áreas de críticas de estabilidad para el sistema IEEE 30 barras.....	166
6.7.1	Conjunto de datos de entrada.....	166
6.7.2	Parametrización de la máquina de soporte vectorial (SVM).....	166
6.7.3	Entrenamiento y validación de la SVM.....	167
6.7.4	Matriz de confusión para el peor desempeño obtenido en el reconocimiento de áreas críticas de estabilidad.....	168
6.8	Conclusiones.....	170
7	Conclusiones y trabajo futuro	171
7.1	Principales conclusiones del trabajo.....	171
7.1.1	Conclusiones asociadas con la revisión bibliográfica.....	172
7.1.2	Conclusiones asociadas al índice de estabilidad propuesto.....	172
7.1.3	Conclusiones asociadas a la metodología en línea de áreas sensibles y/o críticas.....	173
7.2	Propuestas para trabajos futuros.....	175
	Bibliografía.....	177
A:	Anexo: Simulación de la influencia de diversos factores de corrección en el SVSI.....	189

Lista de figuras

	Pág:
<u>Figura 2.1: Condición estable del sistema ante una perturbación: a) Diagrama de fase: b) Representación en el tiempo.....</u>	10
<u>Figura 2.2: Condición inestable del sistema ante una perturbación: a) Diagrama de fase: b) Representación en el tiempo.....</u>	10
<u>Figura 2.3: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.....</u>	11
<u>Figura 2.4: Colapso de tensión.....</u>	12
<u>Figura 2.5: Clasificación de la estabilidad de tensión.....</u>	13
<u>Figura 2.6: SEP equivalente utilizado.....</u>	14
<u>Figura 2.7: Bifurcaciones presentes en un SEP.....</u>	16
<u>Figura 2.8: Punto de operación estable antes de H1 ($Q_I=10,7$): a) Diagrama de fase y b) Respuesta en el tiempo.....</u>	16
<u>Figura 2.9: Punto de operación inestable antes $Q_I=10,96$: a) Diagrama de fase y b) Respuesta en el tiempo.....</u>	17
<u>Figura 2.10: Conexión de bifurcaciones Hopf.....</u>	18
<u>Figura 2.11: Órbitas periódicas inestables debido a la aparición de la bifurcación de Hopf....</u>	19
<u>Figura 2.12: Modelo simplificado de un sistema de potencia.....</u>	22
<u>Figura 2.13: Circuito equivalente de Thévenin.....</u>	25
<u>Figura 3.1: Propuesta de clasificación de índices de estabilidad de tensión.....</u>	38
<u>Figura 4.1: Modelo simplificado de sistema de potencia.....</u>	48
<u>Figura 4.2: Sistema IEEE14.....</u>	49
<u>Figura 4.3: Diagrama de flujo del algoritmo de monitoreo de estabilidad de tensión basado en mediciones PMU propuesto en (Genet and Maun, 2007).</u>	53
<u>Figura 4.4: Diagrama de flujo de índice propuesto SVSI.....</u>	58
<u>Figura 4.5: Diagrama unifilar sistema IEEE 30 barras.....</u>	60
<u>Figura 4.6: Máxima carga reactiva permisible para sistema IEEE 30 barras.....</u>	61
<u>Figura 4.7: Comportamiento de los índices ante incremento Q_{26} en IEEE30.....</u>	62
<u>Figura 4.8: Comportamiento de los índices ante incremento Q_{29} en IEEE30.....</u>	63
<u>Figura 4.9: Comportamiento de los índices ante incremento Q_{30} en IEEE30.....</u>	63
<u>Figura 4.10: Perfil de tensión del sistema ante incremento de P y Q simultáneamente en todas las barras de carga.....</u>	64
<u>Figura 4.11: Evolución del índice SVSI e índice L para barra 30 y ante el incremento simultáneo de P y Q en barras de carga.....</u>	65
<u>Figura 4.12: Evolución del índice SVSI para barras más sensibles ante incremento P y Q en barras de carga.</u>	65
<u>Figura 4.13: Perfil de tensión para barras con mayor caída ante incremento de P y Q en barras 4, 15 y 26.</u>	66
<u>Figura 4.14: Evolución del índice SVSI ante incremento de P y Q en barras 4, 15 y 26.....</u>	67
<u>Figura 4.15: Evolución de los índices en barra 26 ante incremento de PQ en barras 4, 15 y 26.</u>	67

Figura 4.16: Evolución de los índices en barra 30 ante salida de línea 27-30.....	68
Figura 4.17: Evolución del índice SVSI para barras más sensibles ante salida de línea 2-5 e incremento de P y Q en barras de carga.	69
Figura 4.18: Evolución de los índices en barra 30 ante salida de línea 1-3 e incremento de P y Q en barras de carga.	70
Figura 4.19: Evolución de los índices en barra 14 ante salida de línea 4-12 e incremento de P y Q en barras de carga.	70
Figura 4.20: Perfiles de tensión para barras más sensibles ante salida de G2.....	71
Figura 4.21: Evolución de los índices ante salida de G2.	71
Figura 4.22: Sistema IEEE 118 barras.....	72
Figura 4.23: Máxima carga reactiva permisible de barras de carga para sistema IEEE 118 barras.....	73
Figura 4.24: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 1 del sistema IEEE118.....	74
Figura 4.25: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 46 del sistema IEEE118.....	75
Figura 4.26: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 84 del sistema IEEE118.....	75
Figura 4.27: Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema IEEE 118 ante el incremento de P y Q en la barra 84.	76
Figura 4.28: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 67 del sistema IEEE118.....	76
Figura 4.29: Comportamiento de los índices en todas las barras ante incremento de P y Q en barra 67.....	76
Figura 4.30: Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 4 del sistema IEEE118.....	78
Figura 4.31: Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 79 del sistema IEEE118.....	78
Figura 4.32: Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 20 del sistema IEEE118.....	78
Figura 4.33: Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 21 del sistema IEEE118.....	80
Figura 4.34: Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 79 del sistema IEEE118.....	80
Figura 4.35: Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 43 del sistema IEEE118.....	80
Figura 4.36: Generador más cercano a la barra 43 ante incremento de P.....	81
Figura 4.37: Potencia reactiva generada por barras más cercanas a barra 43.....	82
Figura 4.38: Comportamiento de los índices SVSI en barras más cercanas a barra 43.....	82
Figura 4.39: Comportamiento de los índices ante incremento de P y Q en barras N1, N102, N46, sistema IEEE118.....	83
Figura 4.40: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 8-5.....	85
Figura 4.41: Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema IEEE 118 ante salida de línea 8-5.....	85
Figura 4.42: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 75-118.....	86
Figura 4.43: Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 75-118.	86
Figura 4.44: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 38-65.....	87
Figura 4.45: Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 38-65.	87
Figura 4.46: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 76-77.....	87
Figura 4.47: Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 76-77.	88
Figura 4.48: Evolución de los índices en barra 44 ante salida de generador G49.....	89
Figura 4.49: Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema ante salida del	

generador G49.	89
Figura 4.50: Evolución de los índices en barra 76 ante salida de generador G1.....	89
Figura 4.51: Comportamiento de los índices en todas las barras ante salida de generador G1.	90
Figura 5.1: Etapas de un proceso de minería de datos.....	95
Figura 5.2: Clasificación de los métodos de aprendizaje.....	96
Figura 5.3: Conformación de grupos con k-means en un espacio bidimensional.....	98
Figura 5.4: Definición del hiperplano de separación en un espacio con separación no lineal... ..	99
Figura 5.5: Metodología general propuesta para determinación de áreas críticas de estabilidad de tensión.	103
Figura 5.6: Generación de la base de datos del SEP bajo estudio.....	105
Figura 5.7: Distribución de los factores de ponderación $(1 + \lambda)$ para el sistema IEEE de 14 barras.....	108
Figura 5.8: Esquema de condiciones de operación consideradas.....	109
Figura 5.9: Distribución de condiciones de operación.....	110
Figura 5.10: Comportamiento del índice SVSI barra 14 del sistema IEEE14 para 10000 condiciones de operación.	110
Figura 5.11: Conjunto de grupos o agrupamiento A_v compuesto por g_t grupos totales.....	112
Figura 5.12: Ejemplo de las a condiciones de operación que conforman el grupo G_g	113
Figura 5.13: Comparación entre los prototipos de dos grupos de condiciones de operación, a partir de los índices representados con su valor numérico (a), y representados con su valor cualitativo dentro de una zona de severidad (b).	117
Figura 5.14: Metodología propuesta para determinar al mejor agrupamiento que contiene las áreas críticas de estabilidad en un SEP.	118
Figura 6.1: Desempeño para diferentes valores de k y ante la norma Manhattan, Chevyshev y la Euclídea.....	128
Figura 6.2: Variación del error ponderado con las diferencias de las tensiones ante variaciones de k	129
Figura 6.3: Variación del índice DB ante variaciones de k	129
Figura 6.4: Variación de la cantidad de agrupamientos cualitativos considerando los criterios propuestos para las clases representativas.	130
Figura 6.5: Resultados del agrupamiento de condiciones de operación del sistema IEEE de 14 barras.	132
Figura 6.6: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario uno.....	133
Figura 6.7: Condición de operación salida de línea L_{1-2} , escenario uno.....	134
Figura 6.8: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario dos.....	134
Figura 6.9: Condición de operación salida de línea L_{1-2} , escenario dos.....	135
Figura 6.10: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario tres.....	136
Figura 6.11: Condición de operación salida de línea L_{5-6} , escenario tres.....	136
Figura 6.12: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario cuatro.....	137
Figura 6.13: Condición de operación salida de línea L_{9-14} , escenario cuatro.....	137
Figura 6.14: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario cinco.....	138
Figura 6.15: Condición de operación salida de línea L_{5-6} , escenario cinco.....	138
Figura 6.16: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida L_{9-10}	139
Figura 6.17: a) Condición de operación salida de línea L_{9-10} ; b) Prototipo 100 que agrupa la anterior contingencia.....	140
Figura 6.18: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida del generador G_2	141
Figura 6.19: a) Condición de operación salida de generador G_2 ; b) Prototipo 100 que agrupa la anterior contingencia.....	142
Figura 6.20: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida de G_2	143
Figura 6.21: a) Condición de operación salida de generador G_2 para condición de carga alta:	

b) Prototipo 100 que no agrupa la anterior contingencia.	143
Figura 6.22: Variación del error ponderado con las diferencias de las tensiones ante variaciones de k	150
Figura 6.23: Variación del índice DB ante variaciones de k	150
Figura 6.24: Variación de la cantidad de agrupamientos cualitativos considerando los criterios propuestos para las clases representativas.	151
Figura 6.25: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida línea L_{2-5} , caso uno.	152
Figura 6.26: Condición de operación salida L_{2-5} , caso uno.	153
Figura 6.27: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida del generador G_2 caso dos.	153
Figura 6.28: Condición de operación salida de línea L_{2-5} caso dos.	154
Figura 6.29: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida de G_2 , caso tres.	154
Figura 6.30: Condición de operación salida de línea L_{2-5} caso tres.	155
Figura 6.31: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida de G_2	156
Figura 6.32: Condición de operación salida de G_2 para una situación de carga alta.	156
Figura 6.33: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida G_2 , nivel muy alto de carga.	157
Figura 6.34: Condición de operación salida de G_2 , condición de carga muy alta.	157
Figura 6.35: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{27-28}	158
Figura 6.36: Condición de operación del sistema IEEE de 30 barras ante salida L_{27-28}	158
Figura 6.37: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{27-28}	159
Figura 6.38: Condición de operación salida L_{27-28}	159
Figura 6.39: Perfil de carga uno para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{4-12}	160
Figura 6.40: Condición de operación salida L_{4-12} , condición de carga uno.	160
Figura 6.41: Perfil de carga dos para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{4-12}	161
Figura 6.42: Condición de operación salida L_{4-12} , condición de carga dos.	161
Figura 6.43: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{4-12}	162
Figura 6.44: a) Condición de operación salida de línea L_{27-29} ; b) Prototipo 182 que agrupa la contingencia.	164
Figura 6.45: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{5-28}	163
Figura 6.46: a) Condición de operación salida de línea L_{8-28} ; b) Prototipo 182 que agrupa la contingencia.	165

Lista de tablas

	Pág.
<u>Tabla 2.1: Cuadro comparativo entre metodologías estáticas y dinámicas empleadas en el análisis de estabilidad de tensión.....</u>	20
<u>Tabla 3.1: Comparación entre enfoques utilizados para obtener índices basados en variables del sistema.....</u>	36
<u>Tabla 3.2: Comparación entre enfoques utilizados para determinación de áreas de control de tensión (VCA)</u>	42
<u>Tabla 4.1: Análisis de factores de ponderación.....</u>	55
<u>Tabla 4.2: Flujo de carga para caso del sistema de 14 barras.....</u>	56
<u>Tabla 4.3: Diferencias de tensión presentadas en las diferentes rutas.....</u>	57
<u>Tabla 4.4: Resultados de los índices analizados ante incremento de Q en barras del sistema IEEE30.....</u>	62
<u>Tabla 4.5: Resultados de los índices analizados ante incremento de P y Q en barras de carga.....</u>	64
<u>Tabla 4.6: Resultados de los índices analizados ante incremento simultáneo de P y Q en barras 4, 15 y 26.....</u>	66
<u>Tabla 4.7: Resultados de los índices analizados ante salida de línea 27-30.....</u>	68
<u>Tabla 4.8: Resultados de los índices analizados ante salidas de líneas.....</u>	68
<u>Tabla 4.9: Resultados de los índices analizados ante salida del generador G2.....</u>	70
<u>Tabla 4.10: Resultados ante incremento individual de potencias P y Q en algunas barras de carga.....</u>	73
<u>Tabla 4.11: Resultados de los índices analizados ante incremento de Q individual.....</u>	77
<u>Tabla 4.12: Resultados de los índices analizados ante incremento P en barras individuales...</u>	79
<u>Tabla 4.13: Resultados de los índices ante P y Q en barras 1, 102 y 46.....</u>	83
<u>Tabla 4.14: Resultados de los índices ante salidas de líneas en IEEE 118.....</u>	84
<u>Tabla 4.15: Resultados de índices analizados ante salida de generadores.....</u>	88
<u>Tabla 4.16: Cálculo de índices para barra 9 del sistema IEEE118 ante salidas de líneas.....</u>	90
<u>Tabla 5.1: Diferencias de tensión para los nt nodos que pertenecen a una misma zona de severidad (Z_s) en caso de la condición de operación $C_{m,g}$.....</u>	115
<u>Tabla 6.1: Descriptores utilizados para cada caso operativo de los sistemas de prueba.....</u>	125
<u>Tabla 6.2: Descriptores asociados a los índices de estabilidad de barras para una condición de operación del SEP.....</u>	125
<u>Tabla 6.3: Descriptores asociados a los índices de estabilidad de barras para una condición de operación del SEP.....</u>	126
<u>Tabla 6.4: Definición de las condiciones de severidad cualitativa para los índices de nodo...</u>	131
<u>Tabla 6.5: Definición de las condiciones de severidad cualitativa para los índices de línea....</u>	131
<u>Tabla 6.6: Estructura de la base de datos completa utilizada para el ajuste del clasificador basado en máquinas de soporte vectorial.....</u>	145
<u>Tabla 6.7: Mejores resultados obtenidos en la parametrización de la máquina de soporte</u>	

<u>vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 14 barras.</u>	146
<u>Tabla 6.8: Mejores resultados obtenidos en la validación de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 14 barras.....</u>	146
<u>Tabla 6.9: Matriz de confusión reducida para el sistema IEEE de 14 barras, considerando los descriptores asociados a $\vec{S}_{i,j}$.</u>	148
<u>Tabla 6.10: Mejores resultados obtenidos en la parametrización de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 30 barras.</u>	167
<u>Tabla 6.11: Mejores resultados obtenidos en la validación de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 30 barras.</u>	167
<u>Tabla 6.12: Matriz de confusión reducida para el sistema IEEE de 30 barras, considerando los descriptores asociados a $\vec{S}_{i,j}$.....</u>	168

1. Introducción

En este capítulo se presenta, a manera de introducción, la definición del problema que se analiza en este trabajo de investigación, así como las principales motivaciones y objetivos que orientan el desarrollo de la propuesta de solución: Adicionalmente, se describen los principales aportes de la investigación en el área bajo estudio y finalmente se presenta la estructura del documento de tesis.

1.1 Definición del problema.

A partir de la revisión de los documentos técnicos obtenidos en diferentes bases de datos y relacionados con el análisis de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), se observa que la estabilidad de tensión es una de las temáticas más ampliamente estudiadas, debido al gran impacto de este fenómeno en el comportamiento de la red eléctrica de alta tensión. A nivel mundial, existen referencias de muchos incidentes en los SEP, que han obligado tanto a los operadores y a los especialistas a aumentar sus esfuerzos para realizar una operación adecuada y desarrollar investigaciones asociadas al análisis y cuantificación del impacto que tienen los colapsos de tensión (Andersson et al., 2005; Lu et al, 2006; Pourbeik et al., 2003; Glavic et al., 2012).

Los análisis e investigaciones realizadas sobre los colapsos de tensión, han servido para determinar que una de las principales causas está asociada con la insuficiencia de reservas de potencia reactiva o la pérdida de fuentes de reactivos en el sistema (Kundur, 1994; Taylor, 1994). De acuerdo a (Kundur, 1994), la estabilidad de tensión es un problema local ya que existen restricciones técnicas (pérdidas), en el transporte de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión y por tanto esta potencia debe producirse, en la medida de lo posible, cerca al centro de consumo.

Una de las formas de conseguir la estabilidad de tensión en un SEP, es manteniendo el balance de reactivos en el sistema, con el fin de lograr los niveles de tensión en las barras dentro de unos límites establecidos como aceptables. Para lograr este objetivo, es necesario disponer de herramientas de monitoreo que permitan definir cuáles son aquellas áreas del sistema que sufren de deficiencias de reactivos ante las diversas condiciones de operación, con el fin de realizar las acciones correctivas pertinentes. Pese a lo anterior, el problema radica en que los sistemas de potencia actuales son complejos, de gran tamaño, densamente interconectados y su estabilidad depende de muchas variables y de los diferentes posibles escenarios de operación.

El análisis de estabilidad de tensión para una condición de operación dada, se centra específicamente en la investigación de dos aspectos: la cercanía a la inestabilidad de tensión y los mecanismos que la producen (Gao et al., 1992). Para el estudio de ambos aspectos se han realizado muchas propuestas y desarrollado muchas herramientas de análisis y esquemas de control (Schlueter et al, 1991; Henville and Begovic, 1996; Van Cutsem, 2000).

Así mismo, para determinar la cercanía del punto de operación actual a una condición de inestabilidad se utilizan tanto enfoques estáticos como dinámicos.

Las metodologías estáticas asumen un modelo de estado estable o un modelo dinámico linealizado, para examinar la viabilidad del punto de equilibrio, representado por una condición de operación específica del sistema de potencia. Dentro de la categoría estática se encuentran aquellas metodologías basadas en análisis de sensibilidad a partir de la matriz Jacobiana, tales como dV/dQ , valores propios, valores singulares y flujos de potencia de continuación (Kundur, 1994; Van Cutsem and Vournas, 1998). Estos métodos estáticos generalmente se fundamentan en la solución de las ecuaciones de flujo de potencia ante incrementos específicos en la carga, hasta que se alcanza el punto de colapso de tensión. A partir de allí, se obtiene una medida del grado de estabilidad del sistema para una condición específica de operación, en forma de indicadores de proximidad ó márgenes de potencia activa y reactiva, como los más importantes.

Por otra parte, las simulaciones dinámicas consideran el comportamiento de los elementos del sistema de potencia, tales como los sistemas de excitación y gobernadores de los generadores, cargas dependientes de la tensión como motores de inducción, FACTS, entre otros, y permiten obtener la respuesta del sistema ante una secuencia de eventos discretos en función del tiempo (Kundur, 1994). Aunque el enfoque dinámico permite obtener resultados más precisos, es costoso desde el punto de vista computacional, debido al requerimiento de modelos más elaborados de los elementos que componen el sistema, por lo cual no es apropiado para aplicaciones en tiempo real.

A pesar de la naturaleza dinámica del problema de inestabilidad de tensión, hay propuestas de una gran cantidad de metodologías basadas en enfoques estáticos para resolver el problema. La pertinencia de estos enfoques está justificada por el hecho de que la influencia de la dinámica del sistema sobre la estabilidad de tensión es usualmente lenta y se puede analizar a través de varias instantáneas del estado del sistema en un momento determinado (Tamura et al., 1983).

El análisis del sistema de potencia se puede realizar mediante la evaluación de varios índices para determinar la inminencia de un evento de inestabilidad de tensión. El valor del índice mide la distancia que existe desde un punto de operación hasta el colapso de tensión, para una determinada condición del SEP. Estos índices han sido ampliamente utilizados para medir el impacto que tienen algunas contingencias sobre el sistema. Muchas de las propuestas de índices, consideran para su definición las variables del sistema como la potencia activa y reactiva, magnitud y fase de las tensiones en barras, parámetros como reactancia serie y admitancia paralelo (Kessel, 1986; Moghavvemi, 1998; Musirin, 2002; Eminoglu, 2007). Otros emplean equivalentes del sistema vistos desde una barra, obtenidos con la ayuda de algoritmos de estimación, utilizando mediciones del sistema de potencia (Chebbo, 1992; Vu, 1999; Borka et al., 2003; Smon, 2006, Nizam et al., 2006).

En los últimos años, el monitoreo de los sistemas de potencia ha cambiado sustancialmente, debido a la utilización de unidades de medición fasorial PMU (*Phasor measurement Unit*, por sus siglas

en inglés), que permiten disponer de mediciones de tensión y corriente en magnitud y ángulo sincronizadas vía GPS (*Global Positioning Systems*, por sus siglas en inglés) en muchas de las barras. Áreas como las protecciones (Djuric et al. 1998; Lin et al, 2004; Corsi, 2010, Eissa et al, 2010), la estimación de estados (Nuqui and Phadke, 2005; Chen and Abur, 2006; Chawasak *et al.* 2007; Nabil and Hanafy, 2009; Chakrabarti and Kyriakides, 2009), la validación de modelos del sistema (Silva et al., 2010; Kennedy, 2011), se benefician de la implementación de estos sistemas de monitoreo de área amplia (WAMs). En lo relacionado con la estabilidad de tensión, existen algunas propuestas utilizando PMUs (Borka et al. 2003; Corsi et al, 2008; Glavic et al. 2009a; Glavic et al. 2009b, Ruisheng et al, 2009), pero aún en número resultan insuficientes, teniendo en cuenta el gran potencial que puede aprovecharse (Singh et al, 2011).

Por otra parte, se encuentra que existen muy pocos reportes relacionados con la clasificación de los índices de estabilidad de tensión, a excepción de (Karbalaei et al., 2010)(Glavic and Van Cutsem, 2009), los cuales son muy excluyentes y se limitan a mencionar algunas características de la formulación del índice. Esto dificulta considerablemente establecer una ruta investigativa en cuanto a la proposición de nuevos índices, ya que no se dispone de un panorama organizado de la evolución de las diferentes propuestas en el tiempo.

En esta investigación asociada a la tesis doctoral, se presenta una nueva propuesta de índice de estabilidad de tensión, que utiliza la información fasorial recopilada por estos sistemas de monitoreo.

Otro aspecto que normalmente se investiga en la temática de estabilidad de tensión, está relacionado con los mecanismos que producen fenómenos de inestabilidad, entre ellos la identificación de áreas débiles en el sistema, ya que se ha comprobado que son áreas sensibles a presentar colapsos de tensión (Van Cutsem, 1998). Desde el punto de vista de estabilidad de tensión, un grupo de barras puede ser clasificado como un área de control de tensión (VCA, por sus siglas en inglés, *Voltage Control Area*), si éstas no tienen un acople eléctrico fuerte con las áreas vecinas. Estos grupos de barras tienen la particularidad de que están directamente interconectadas y sus tensiones (tanto en magnitud como en ángulo), varían en forma similar ante cambios en las condiciones de operación del sistema y por tanto, conforman áreas que pueden estar sujetas a inestabilidades de tensión bajo diferentes condiciones de operación y ante determinadas contingencias en el SEP. La definición de VCAs es actualmente uno de los objetivos principales de los analistas y operadores de redes y junto con la aplicación de los sistemas WAM, se ha incrementado el interés en los sistemas de monitoreo que permitan una identificación, en tiempo real, de áreas potencialmente inestables (EPRI 2007; NYSERDA, 2010).

Pese a lo anterior, actualmente la mayoría de la metodologías utilizadas en la definición de áreas críticas comprenden estrategias fuera de línea, basadas en el análisis del determinante del Jacobiano reducido como es el caso de (Lie et al., 1993), la utilización de las curvas QV de cada una de las barras del sistema (Schlueter, 1998), la utilización de la teoría de grafos y metodologías de coherencia para conformar los grupos de barras críticas (Begovic at al., 1990), entre las más importantes. Otras metodologías emplean técnicas de agrupamiento basadas en el concepto de distancia eléctrica entre las barras del SEP para definir grupos (Muller and Quintana, 1992). Uno de los aspectos a resolver en la determinación de VCAs, es la dinámica del SEP, ya que ante diferentes condiciones de operación, tipos de contingencias, topologías de red y variaciones de

carga, las áreas se conforman de diferentes formas y esto se convierte en una tarea compleja para sistemas de gran tamaño.

Como se puede observar de las anteriores propuestas, la mayoría no permiten la implementación de un sistema de monitoreo y definición de áreas sensibles en tiempo real, debido que requieren del análisis fuera de línea y de la utilización de métodos basados en el Jacobiano, lo cual en muchos casos puede ser complejo por el gran tamaño del SEP. El área de investigación asociada a la problemática descrita anteriormente fue abordada como uno de los objetivos de la propuesta doctoral.

1.2 Propuesta de solución.

Con la disponibilidad, cada vez mayor, de los sistemas de medición fasorial de las tensiones en el SEP, es prioritario el desarrollo de algoritmos robustos que utilicen esta información para implementar herramientas de monitoreo y control, que le permitan al operador de la red conocer el estado del sistema en todo instante de tiempo. En términos generales, los sistemas de monitoreo WAM permiten incrementar considerablemente la observabilidad del sistema, lo cual se debe aprovechar para la aplicación de nuevas metodologías en el estudio de la estabilidad de tensión.

A partir de lo anterior, en esta tesis se propone inicialmente, realizar una revisión y clasificación de las diferentes metodologías empleadas en la definición de índices de estabilidad de tensión, que permita definir posteriormente, una nueva propuesta que mejore algunas problemáticas presentadas por otros índices y que además esté acorde a las tendencias que se presenten en los actuales sistemas de monitoreo en los SEP.

Por otra parte, como es importante determinar áreas débiles en los sistemas eléctricos de potencia, pero existe la imposibilidad de definir las en tiempo real utilizando las formulaciones actuales, se propone la aplicación de metodologías de aprendizaje supervisado y no supervisado, que han demostrado ser de gran utilidad en la solución de otros problemas relacionados con localización de fallas, estabilidad transitoria y estabilidad de tensión (Mora et al., 2007; Gómez et al., 2011, Leonardi and Ajarapu, 2011). Estas metodologías permiten aprovechar las potencialidades de los PMUs, para identificar aquellas áreas críticas desde el punto de vista de estabilidad, bajo diferentes condiciones de operación.

Por medio de la identificación y formación de áreas críticas en estabilidad de tensión (ACET), se puede reducir el tamaño del área bajo estudio y determinar las acciones específicas de control sobre las barras que componen el área, en lugar de aplicar las acciones genéricas sobre el SEP. Esto permite desarrollar estrategias de monitoreo en línea para mejorar la eficiencia de las metodologías de control, utilizadas en situaciones de alerta y emergencia. Finalmente, aunque en las referencias técnicas de las principales bases de datos se han reportado aplicaciones de la teoría del aprendizaje de máquina para asegurar la estabilidad de tensión de un sistema, son muy pocas las que han utilizado las ventajas de la estrategia de sectorización de las acciones de control, mediante la definición de (ACET).

1.3 Objetivos de la tesis.

El objetivo general de la investigación consiste en realizar una propuesta para la definición en línea de áreas débiles desde el punto de vista de estabilidad de tensión, para los sistemas eléctricos de potencia, a partir de un nuevo índice de estabilidad basado en mediciones y metodologías de aprendizaje supervisado y no supervisado.

Los objetivos específicos de esta investigación están relacionados con:

- a. Determinar el estado actual de la investigación en el tema de los índices de estabilidad de tensión, para definir una nueva propuesta de clasificación de los mismos.
- b. Desarrollar un nuevo índice de estabilidad de tensión basado en mediciones, de fácil implementación y utilización en línea.
- c. Aplicar metodologías de agrupamiento y clasificación para establecer patrones de comportamientos del sistema de potencia ante cambios en las condiciones de operación, a partir de la información entregada por índices de estabilidad.
- d. Desarrollar una propuesta de monitoreo en línea para definir áreas débiles y/o críticas con relación a la estabilidad de tensión en sistemas de potencia, utilizando teoría de aprendizaje de máquina.
- e. Implementar y verificar la metodología propuesta sobre sistemas de prueba tipo IEEE.

1.4 Aportes de la tesis.

Los aportes específicos de esta tesis están divididos en tres grupos:

Inicialmente están aquellos asociados a la recopilación y organización bibliográfica de las referencias relacionadas con las diferentes implementaciones de índices de estabilidad de tensión desde el año 1986 hasta el 2012, que puede servir como una guía de consulta completa y rápida para aquellos que inician investigaciones en este campo.

Adicionalmente están los relacionados principalmente con la definición de un nuevo índice de estabilidad de tensión, el cual es de fácil implementación comparado con otros que utilizan mediciones, debido a que no requiere para su cálculo de modelos o parámetros del SEP y puede utilizarse en línea.

Por otra parte, se propone una metodología en línea para la determinación y monitoreo de áreas potencialmente críticas desde el punto de vista de la estabilidad de tensión, a partir de la información suministrada por las mediciones. Esta metodología permite realizar el análisis de gran cantidad de condiciones de operación en sistemas de potencia de gran tamaño, mediante la utilización de técnicas propias del aprendizaje de máquina. Finalmente, la propuesta es la base conceptual para el desarrollo de una herramienta de monitoreo en línea de los SEP.

1.5 Publicaciones resultado de la investigación

A continuación se citan algunas de las publicaciones más importantes realizadas durante el desarrollo de esta tesis:

- S. Pérez, G. Olivar, J. Mora. “Zero-Hopf Bifurcation Analysis on Power System Dynamic Stability”. IEEE/PES T&D 2010, Sao Paulo, Brasil, Nov 2010.
- S. Pérez, G. Olivar, F. Angulo. “Dinámica bifurcacional. Estudio comparativo sobre un sistema generador aislado - barraje infinito”, Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, N.º 59 pp. 108-121. Junio, 2011.
- S. Perez, L. Rodriguez, Y. Lopez. “Effects of Doubly Fed Wind Generators on Voltage Stability of Power Systems”. IEEE/PES T&D 2012, Montevideo, Uruguay, Septiembre 2012.
- S. Pérez, G. Olivar, J. Mora. “Una propuesta de clasificación para los índices de estabilidad de tensión”. Enviado a la revista Ingeniería y Competitividad, Univalle, Abril 2013.
- S. Perez, L. Rodriguez, G. Olivar. “Simplified Voltage Stability Index”. Enviado a la revista Electric Power System Research, Elsevier, Mayo 2013.
- S. Pérez, L. Rodríguez, G. Olivar. “Identificación de áreas críticas del sistema de potencia para análisis de estabilidad de tensión utilizando técnicas de agrupamiento”. XV Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRE, Foz de Iguazú – PR, Brasil, Mayo 19-23 de 2013.
- S. Pérez, L. Rodriguez, J. Mora. “Estudio complementario de análisis de estabilidad en sistemas de potencia con penetración eólica”. XV Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRE, Foz de Iguazú – PR, Brasil, Mayo 19-23 de 2013.
- J. Gutiérrez, J. Mora, S. Pérez. “Strategy based on genetic algorithms for an optimal adjust of a support vector machine used for locating faults in power distribution systems”. Revista de la Facultad de Ingeniería 53, 174-184. 2010.
- E. Correa, J. Mora, S. Pérez. “Hybrid approach for an optimal adjustment of a knowledge-based regression technique for locating faults in power distribution systems” Revista Dyna 78, pp. 31-41. 2011
- S. Pérez, G. Olivar, J. Mora. “Online determination of voltage stability weak areas for situational awareness improvement”. Enviado a IEEE Transactions on Power Delivery, Agosto 2013.

Al momento de terminar esta tesis, se preparan simultáneamente dos publicaciones asociadas a la propuesta de determinación en línea de áreas críticas de estabilidad de tensión, para enviarlas a revistas afines.

1.6 Estructura del documento de tesis.

A continuación se presenta una descripción del documento de tesis:

En el capítulo dos se realiza una introducción al problema de estabilidad de tensión del SEP, a partir de la fundamentación teórica básica.

Posteriormente, en el capítulo tres se presenta una revisión bibliográfica de los índices utilizados para determinar la estabilidad de tensión de un sistema desde el punto de vista cuantitativo y se propone una nueva forma de clasificación. Además se analizan las diferentes metodologías empleadas en la determinación de áreas de control de tensión.

El capítulo cuatro está orientado a la identificación de las limitaciones de algunos de los índices presentadas en el capítulo anterior, y principalmente a la definición e implementación de un nuevo índice de estabilidad de tensión, el cual se valida sobre sistemas de potencia tipo IEEE de diferente tamaño.

En el capítulo cinco se describe la metodología propuesta para la definición en línea de zonas críticas en la estabilidad de tensión, mediante la utilización de herramientas de agrupamiento y clasificación fundamentadas en la teoría del aprendizaje de máquina.

El análisis de la aplicación de la propuesta en dos sistemas de potencia estándar IEEE se presenta en el capítulo seis. Los resultados se analizan para validar la aplicabilidad de la propuesta a sistemas de potencia con características similares a los seleccionados para la prueba.

Finalmente en el capítulo siete, se presentan las conclusiones más importantes de la investigación realizada y con el fin de permitir la continuidad de la propuesta presentada en esta tesis, se presentan algunas propuestas para trabajos futuros.

2. Conceptos básicos de estabilidad de tensión

En este capítulo se presentan algunos de los conceptos básicos relacionados con la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), y específicamente los aspectos asociados con la estabilidad de tensión utilizados en esta tesis.

2.1 Generalidades

El análisis de un SEP es generalmente complejo debido a su tamaño, su dinámica cambiante y a su no linealidad. Normalmente se realiza a través del estudio de una representación matemática en forma de sistemas de ecuaciones algebraico-diferenciales (DAE) como las presentadas en (2.1), y por tanto su comportamiento puede explicarse mediante la teoría de estabilidad de los sistemas dinámicos.

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda, p); \quad 0 = g(x, y, \lambda, p); \quad z = h(x, y, \lambda, p) \quad (2.1)$$

De la ecuación (2.1), x es un vector que representa las variables de estado de los generadores, cargas y sistemas de control; y es el vector de las variables algebraicas del sistema (tensiones y ángulos); λ es un conjunto de parámetros sobre los cuales no se tiene control, tales como variaciones de potencia activa y reactiva en las cargas; p es el conjunto de parámetros controlables como taps de transformadores o ajustes de los reguladores automáticos de tensión; y z es un vector de las variables de salida tales como la potencia de generadores y flujos a través de las líneas.

El SEP representado por el conjunto de ecuaciones (2.1), puede estar sometido a diferentes tipos de perturbaciones y su respuesta depende principalmente, del punto de operación inicial, así como del tipo y la magnitud de la perturbación aplicada. La estabilidad de un SEP para una condición de operación inicial, puede definirse según (Kundur et al., 2004) como “la capacidad del sistema de recuperar un estado de equilibrio después de ser sometido a una perturbación física”. En las figuras 2.1 y 2.2, se presenta el comportamiento estable e inestable respectivamente, de las variables de estado (delta que representa el ángulo del par y E_{fd} la tensión de salida del excitador), de un SEP presentado en (Pérez et al., 2011), cuando se perturba, ante dos condiciones iniciales de operación diferentes.

Figura 2.1: Condición estable del sistema ante una perturbación: a) Diagrama de fase: b) Representación en el tiempo.

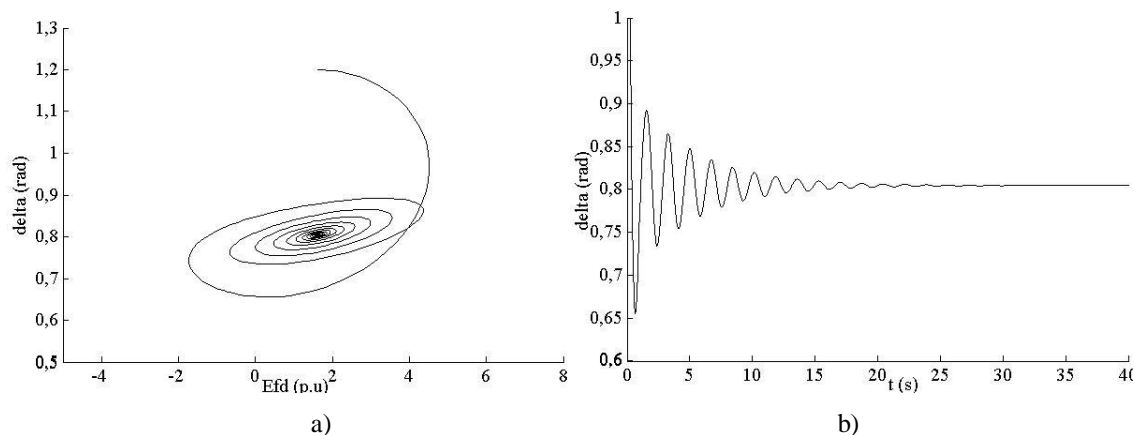
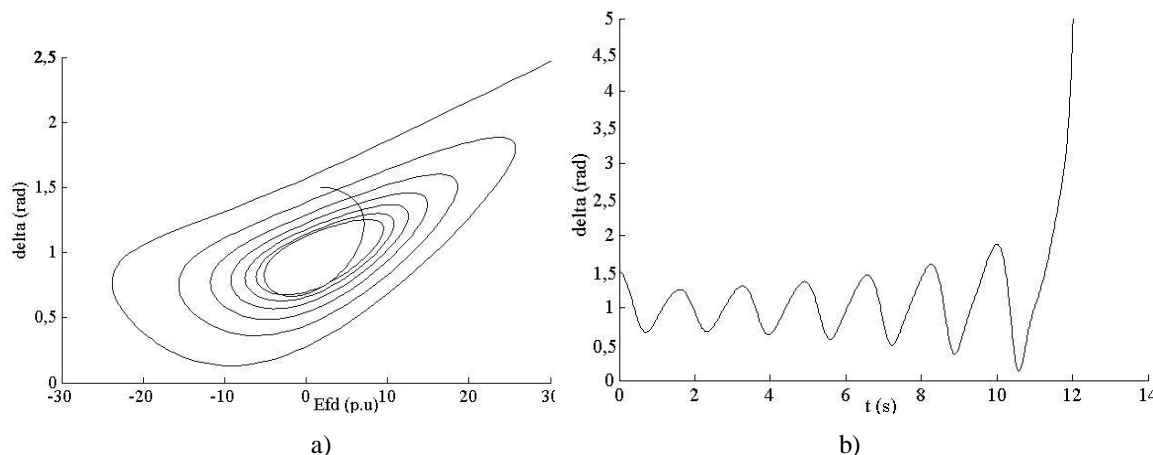


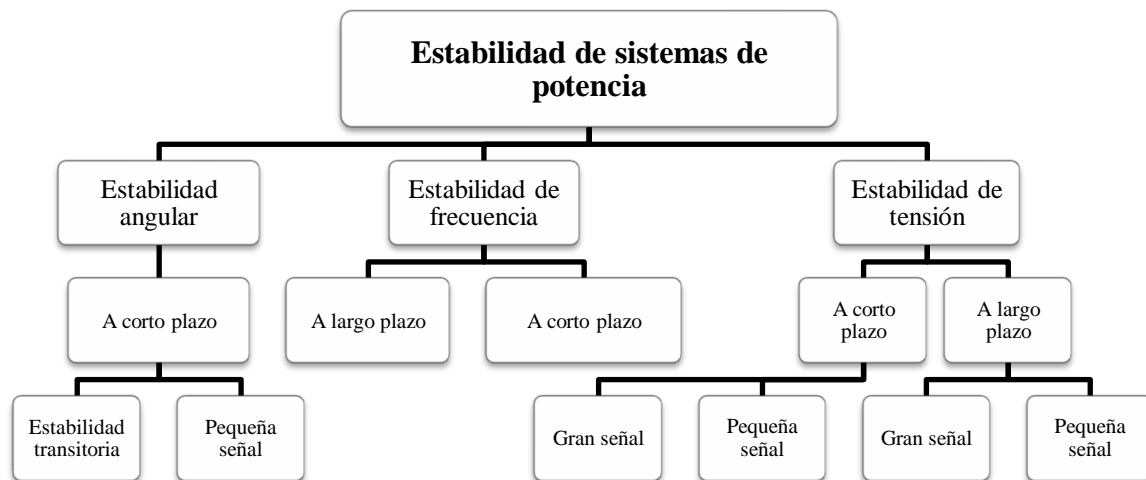
Figura 2.2: Condición inestable del sistema ante una perturbación: a) Diagrama de fase: b) Representación en el tiempo.



De las figuras 2.1 y 2.2 se observa cómo para cada condición de operación, el SEP responde en forma diferente ante una perturbación. Para este caso se tiene una condición estable tal como se muestra en la Figura 1.1 y una condición inestable mostrada por la Figura 2.2.

Para los sistemas eléctricos de potencia, el análisis de estabilidad debe tener una continua evolución, debido a que las condiciones de operación también cambian cada cierto tiempo. Los SEP actuales se encuentran más interconectados, la demanda es creciente y se han implementado nuevas tecnologías y formas de monitorización y control. Estos factores han contribuido a que el análisis de estabilidad se considere como una estrategia indispensable para la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos.

De otra parte, el concepto de estabilidad en sistemas de potencia es demasiado amplio, debido a la cantidad de factores, variables y fenómenos que pueden presentarse, haciendo complejo e inviable analizarlo considerando todos los posibles fenómenos y con un modelo que represente lo mas aproximadamente el sistema bajo estudio. Por ello en (Kundur et al., 2004), se realiza una clasificación de la estabilidad teniendo en cuenta el tipo de variable del sistema que se analiza (ángulo del rotor, frecuencia o tensión), la magnitud de la perturbación que se presenta sobre el sistema y además los intervalos de tiempo que deben tenerse en cuenta, tal como se presenta en la Figura 2.3.

Figura 2.3: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia

De acuerdo a la Figura 2.3, la magnitud de las perturbaciones que afectan al SEP, influyen sobre esta clasificación al considerarse como perturbaciones de pequeña magnitud, si son variaciones normales de carga; o perturbaciones de gran magnitud si ocasionan cambios topológicos en el sistema (salidas de líneas o pérdida de generadores, entre otros). Por otra parte, el análisis de estabilidad puede realizarse también considerando ventanas de tiempo de corto plazo (segundos) o largo plazo (minutos).

Esta tesis está orientada hacia el análisis de la estabilidad de tensión, por lo cual se presenta a continuación una explicación más detallada de la temática.

2.2 Estabilidad de tensión

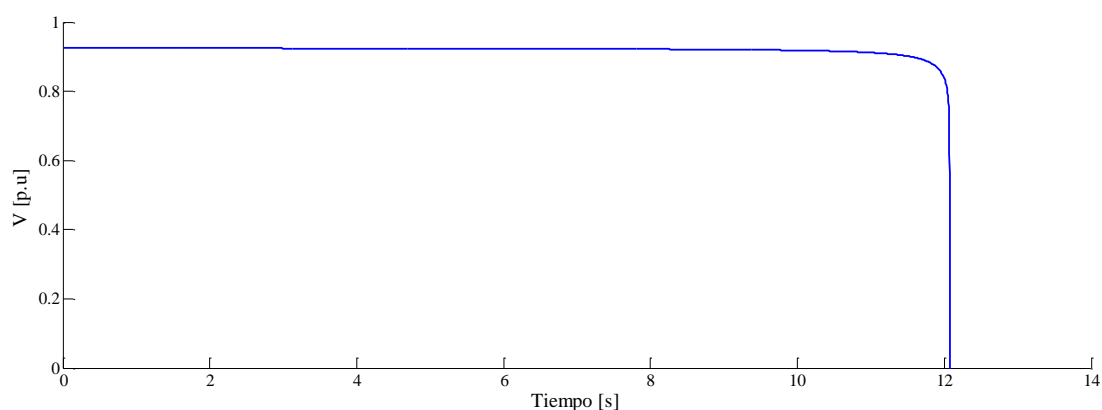
La estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad de un SEP de mantener los niveles de tensión en un margen predefinido alrededor de un nivel de referencia, durante la operación normal y después de haber sido sometido a un disturbio (Kundur, 1994). Para lograr lo anterior, los operadores de la red se preocupan por sintonizar los equipos de control de forma tal, que el sistema se opere con las tensiones cerca de los valores nominales, buscando optimizar el flujo de potencia reactiva por la red, con el fin de tener las menores pérdidas posibles.

Los problemas de estabilidad de tensión ocurren generalmente cuando los sistemas de potencia se encuentran muy cargados. Un evento de inestabilidad de tensión se caracteriza de manera amplia, por la incapacidad del SEP para mantener niveles aceptables de tensión en todas las barras, durante condiciones normales de operación o después de una perturbación (Van Cutsem, 2000). En muchos casos, las variaciones de tensión están relacionadas con cambios bruscos que alteran las condiciones del sistema, como cambio en la topología y/o configuración de la red por salida o fallo de líneas de transmisión y/o unidades de generación; o en otras ocasiones por cambios pequeños como el incremento gradual de carga. Aunque el sistema está normalmente diseñado, para soportar estos tipos de perturbaciones, algunas veces se pueden presentar condiciones anormales de operación originadas por contingencias que ocurren en forma simultánea o por fenómenos inesperados que ponen al sistema bajo condiciones de inminente peligro operativo. Así, una de las tareas principales de los analistas de la red y de los investigadores en el área de la estabilidad de

tensión, es analizar los diferentes fenómenos que causan inestabilidad y proponer acciones preventivas y/o correctivas cuando se presentan condiciones de operación inseguras, desde el punto de vista de tensión.

El efecto de la inestabilidad de tensión de gran escala, puede ocasionar un colapso, si en la condición posterior a la contingencia, los niveles de tensión se encuentran por debajo de los límites establecidos. Un colapso está definido por una caída acelerada e incontrolable de la tensión V , hasta llegar a un nivel considerado como muy bajo, tal como se presenta en la Figura 2.4. Una de las características más sobresalientes del colapso de tensión, es que se trata normalmente de un fenómeno geográficamente local, que se extiende sobre una zona definida y delimitada del SEP. Por lo tanto, en el análisis de estabilidad de tensión es importante identificar aquellas barras más débiles del sistema para realizar acciones preventivas y/o correctivas, con el fin de evitar o minimizar el impacto de un colapso de tensión.

Figura 2.4: Colapso de tensión



Como consecuencia de la gran cantidad de colapsos totales de grandes partes del SEP que se han presentado en los últimos años (América del Norte, 2003; Italia, 2003; Colombia, 2007; Londres, 2008; India, 2012), existe la necesidad de analizar las principales causas, consecuencias y posibles acciones de detección temprana de fenómenos y/o condiciones de operación, identificados como indicios de un colapso de tensión inminente. Uno de los principales factores que causan la inestabilidad de tensión está relacionado con la incapacidad del SEP para mantener la demanda de reactivos y esto puede presentarse bajo las siguientes condiciones:

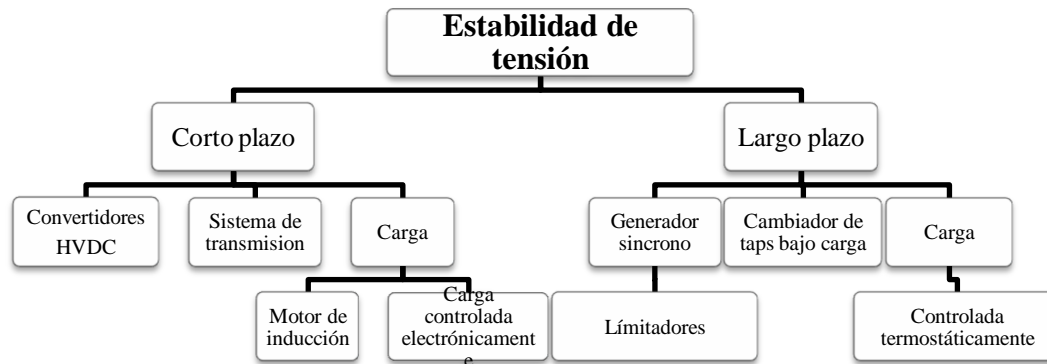
- En SEP que presentan gran demanda de potencia activa y reactiva, y que en algunos casos en términos de infraestructura se encuentran rezagados, es decir son sistemas que están siendo operados muy cerca de los límites de seguridad y estabilidad.
- En SEP que tienen uno o varios generadores operando en condiciones de límite máximo de potencia reactiva, ante lo cual es imposible controlar la disminución de la tensión.
- En SEP que han perdido uno o más elementos, tales como líneas, unidades de generación, transformadores, entre otros.

En la condición normal de operación del SEP, existe un balance entre la generación de la potencia reactiva y la demanda, lo cual a su vez permite que las tensiones se encuentren en un rango aceptable de operación. En el caso de un desbalance en la relación anterior, debido a alguno de los factores mencionados, la tensión puede colapsar ante la presencia de una perturbación.

En la Figura 2.5, se presenta la clasificación de la estabilidad de tensión de acuerdo al tiempo de actuación de algunos de los elementos del SEP (Leelajuri and Knazkins, 2010), que puede

extenderse desde unos pocos segundos a unas decenas de minutos. Por ejemplo, de acuerdo al tipo de carga que se considere en el estudio, se puede analizar la estabilidad de corto plazo si se incluye la dinámica de los componentes de carga de respuesta rápida tales como motores de inducción y cargas controladas electrónicamente. El periodo de estudio para este caso está en el orden de algunos segundos. Pero en cambio, si se analizan las cargas de respuesta lenta como aquellas controladas termostáticamente, se considera que el periodo de estudio puede extenderse a varios minutos. En estos casos, se clasifica como estabilidad de tensión de largo plazo. Dentro de esta clasificación, también se encuentran los elementos limitadores (sobrecorriente, sobretensión, baja tensión, entre otros), utilizados en los generadores, los cuales juegan un papel importante en la estabilidad de tensión, al imponer restricciones operativas en un periodo de tiempo de varios minutos.

Figura 2.5: Clasificación de la estabilidad de tensión



2.3 Análisis de estabilidad de tensión utilizando teoría de bifurcaciones

En los últimos años, el estudio del comportamiento dinámico de los sistemas de potencia, se ha analizado desde la perspectiva de los sistemas dinámicos no lineales, utilizando teoría de bifurcaciones y caos (Chen et al, 2000; Lerm, 2001; Lerm, 2002; Lerm and Silveira, 2004; Wang et al., 2008). La teoría de bifurcaciones se utiliza ampliamente, tanto en el estudio de los fenómenos oscilatorios relacionados con las bifurcaciones de Hopf y las diversas formas de contrarrestar sus efectos mediante el diseño de controles robustos, así como en el estudio de los colapsos de tensión en el sistema, asociados con la bifurcación silla-nodo.

Específicamente, las bifurcaciones silla-nodo se caracterizan por la desaparición de un punto de equilibrio y se pueden estudiar mediante el seguimiento de los valores propios del sistema linealizado evaluado en dicho punto. Para desarrollar este análisis se requiere representar al sistema de potencia con conjuntos de ecuaciones algebraicas diferenciales no lineales. Estas ecuaciones requieren las representaciones (modelos) de cada uno de los elementos, por tanto, su solución es más compleja a medida que se incrementa el tamaño del sistema analizado.

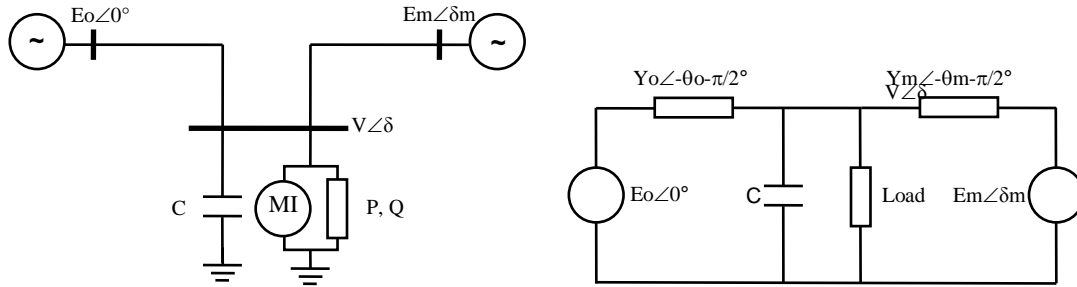
La teoría de las bifurcaciones, a través de la representación en ecuaciones diferenciales ordinarias del sistema, parte de la premisa que los parámetros varían lentamente y establece cómo y cuándo un sistema se torna inestable (Kuznetsov, 2004). Aunque un sistema puede contener múltiples parámetros que varían simultáneamente, generalmente los estudios que están reportados en las bases de datos, consideran la variación de sólo uno de ellos, mientras los demás permanecen constantes. Las bifurcaciones estudiadas a través de este procedimiento se denominan locales o de codimensión uno, y pueden ser estáticas como la Silla-Nodo o dinámicas como la de Hopf. Este

último tipo de bifurcación se puede presentar generalmente en sistemas muy cargados y/o debido al amortiguamiento variable de la red, a la dependencia que existe entre la frecuencia y el torque eléctrico, y a los sistemas de control de tensión utilizados sobre los generadores.

Uno de los retos importantes para los analistas de las redes que aplican la teoría de bifurcaciones, está relacionado con la complejidad asociada al gran tamaño de los sistemas reales de potencia, especialmente cuando se modelan a través de sistemas de ecuaciones ordinarias diferenciables. Éstas últimas dependen del orden del modelo utilizado para cada uno de los componentes del sistema como generadores, cargas, transformadores, PSS, FACTS, entre otros. De lo anterior, se deduce que entre más completo sea el modelo del SEP, mayor será su complejidad (mayor cantidad de variables de estado y parámetros), y por consiguiente mayor el esfuerzo computacional requerido para aplicar técnicas matemáticas de solución o métodos de control robusto.

Con el fin de ilustrar la aplicación de la teoría de bifurcaciones, se presenta a continuación el análisis del fenómeno de la inestabilidad de tensión de un SEP simple analizado en (Dobson and Chian, 1989), que se representa por el equivalente de la Figura 2.6.

Figura 2.6: SEP equivalente utilizado



El sistema está compuesto por dos generadores y una barra de carga. Uno de los generadores es la barra de referencia o *slack* ($E_0 \angle 0^\circ$), y el segundo se modela con la ecuación de oscilación de la máquina. La carga está conformada por un motor de inducción basado en el modelo propuesto por (Walve, 1986) en paralelo con una carga del tipo PQ constante, cuya representación matemática está definida en (2.2) y (2.3):

$$P = P_0 + P_1 + K_{pw}\delta + K_{pv}(V + \dot{V}), \quad (2.2)$$

$$Q = Q_0 + Q_1 + K_{qw}\delta + K_{qv}V + K_{qv2}V^2, \quad (2.3)$$

Donde P_0 , Q_0 corresponden a las potencias constantes activa y reactiva del motor y P_1 , Q_1 representan la carga PQ. El termino $K_{qv2}V^2$ fue adicionado a la expresión (2.3) posteriormente por (Chiang et al, 1990) con el fin de representar la relación estática no lineal Q-V. Adicionalmente se incluye en el circuito de la carga un capacitor fijo, con el fin de que la tensión alcance el valor de 1.0 p.u. Por esta razón en la formulación presentada por (Dobson and Chian, 1989), se ajustan los valores de E_0 , Y_0 y θ_0 para considerar al capacitor en el circuito equivalente de Thévenin, de acuerdo a (2.4 – 2.6):

$$E'_0 = E_0 / (1 + C^2 Y_0^{-2} - 2C Y_0^{-1} \cos \theta_0)^{1/2} \quad (2.4)$$

$$Y'_0 = Y_0(1 + C^2 Y_0^{-2} - 2C Y_0^{-1} \cos \theta_0)^{1/2} \quad (2.5)$$

$$\theta'_0 = \theta_0 + \tan^{-1} \left\{ \frac{C Y_0^{-1} \sin \theta_0}{1 - C Y_0^{-1} \cos \theta_0} \right\} \quad (2.6)$$

En (2.7) y (2.8) se representan las potencias activa y reactiva demandadas por la carga:

$$P(\delta, V) = -E'_0 Y'_0 V \sin(\delta + \theta'_0) - E_m Y_m V \sin(\delta - \delta_m + \theta_m) + (Y'_0 \sin \theta'_0 + Y_m \sin \theta_m) V^2 \quad (2.7)$$

$$Q(\delta, V) = E'_0 Y'_0 V \cos(\delta + \theta'_0) + E_m Y_m V \cos(\delta - \delta_m + \theta_m) - (Y'_0 \cos \theta'_0 + Y_m \cos \theta_m) V^2 \quad (2.8)$$

El grupo de ecuaciones diferenciales no lineales utilizadas para representar el comportamiento dinámico del sistema de prueba, se presenta desde (2.9) a (2.12):

$$\dot{\delta}_m = w \quad (2.9)$$

$$M\dot{w} = -D_m w + P_m + E_m Y_m V \sin(\delta - \delta_m - \theta_m) + E_m^2 Y_m \sin(\theta_m) \quad (2.10)$$

$$K_{qw} \dot{\delta} = -K_{qv2} V^2 - K_{qv} V + Q(\delta, V) - Q_0 - Q_1 \quad (2.11)$$

$$TK_{qw} K_{pv} \dot{V} = K_{pw} K_{qv2} V^2 + (K_{pw} K_{qv} - K_{qw} K_{pv}) V + K_{qw} [P(\delta, V) - P_0 - P_1] - K_{pw} [Q(\delta, V) - Q_0 - Q_1] \quad (2.12)$$

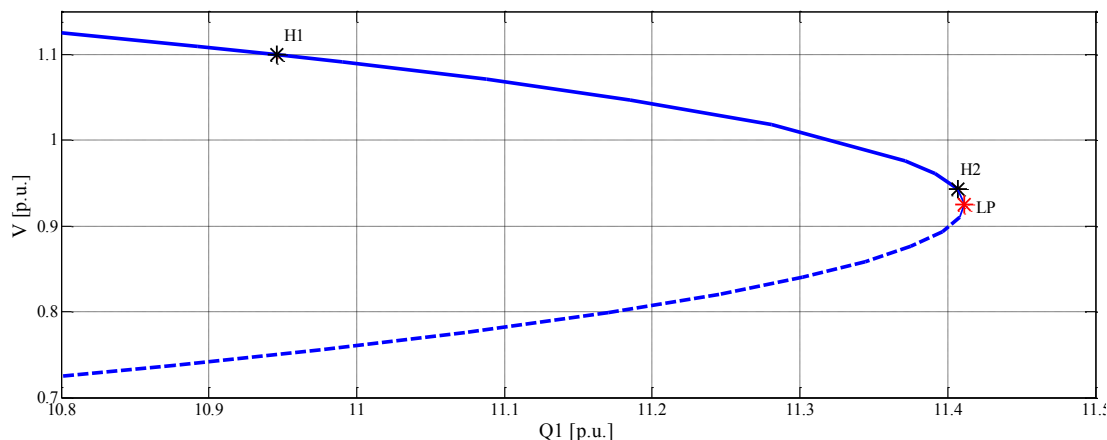
Las variables de estado del SEP están definidas por $\mathbf{x} = [\delta_m, \omega, \delta, V]$ y corresponden al ángulo del par del generador, la desviación de la frecuencia, la magnitud del ángulo y la tensión en la barra de carga, respectivamente. El parámetro de bifurcación seleccionado corresponde a la potencia reactiva de la carga Q_l (Dobson and Chian, 1989).

Ante la variación del parámetro de bifurcación, se presentan cambios en las variables de estado, lo cual se refleja en la estructura cualitativa de las soluciones estáticas asociadas con las ecuaciones que definen al sistema. La teoría de bifurcaciones permite analizar las diferentes soluciones del sistema ante la variación del parámetro seleccionado. Entre las posibles soluciones, se encuentran aquellas en las cuales cambia drásticamente la dinámica del sistema y esto es lo que se conoce como punto de bifurcación.

Desde el punto de vista matemático, un colapso de tensión se puede analizar como una inestabilidad que coincide con la desaparición de un punto de equilibrio estable, a medida que se realiza la variación cuasi estática de un parámetro como la demanda de potencia reactiva. La consecuencia de la pérdida del punto de equilibrio es el cambio de estado del sistema. En términos de bifurcaciones, el colapso se asocia a una bifurcación silla-nodo. En la Figura 2.7 se presenta el diagrama de bifurcación, el cual relaciona la tensión en el nodo de carga con la potencia reactiva del sistema, a medida que ésta última se incrementa gradualmente. El punto LP representa una bifurcación silla nodo que indica la máxima potencia reactiva que se puede obtener del sistema (a partir de allí ante incrementos de Q , no se encuentran más puntos de equilibrio), y cuyo valor aproximado para Q_l corresponde a 11,411 p.u. Del diagrama de bifurcación también se observa

que para valores de carga previos a LP, el SEP presenta dos puntos de equilibrio para cada valor de Q_1 , que están representados por x_{eq1} (puntos en la parte superior de la curva $V-Q_1$ -línea continua) y x_{eq2} (puntos en la parte inferior de la curva $V-Q_1$, línea punteada).

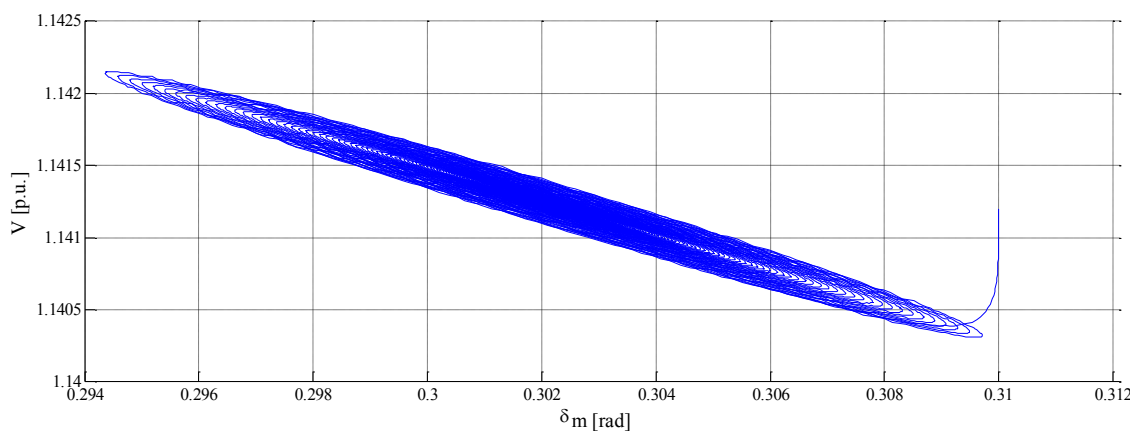
Figura 2.7: Bifurcaciones presentes en un SEP



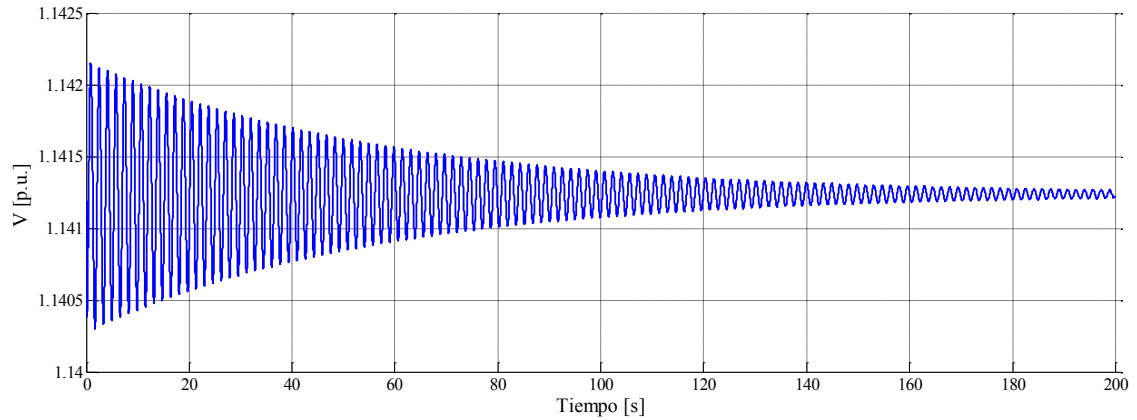
De la Figura 2.7, es importante identificar dos períodos diferentes que se presentan a medida que se varía la demanda de reactivos en el sistema: el período antes de la bifurcación y el posterior a ella. Los sistemas de potencia se operan normalmente cerca de un punto de equilibrio estable, lo cual corresponde a niveles de tensión altos. Para el caso ilustrado en la Figura 2.7, esta circunstancia corresponde a la zona superior de la curva.

A medida que el parámetro del sistema varía, el punto de equilibrio cambia de posición a lo largo de la curva, pero mantiene su estabilidad. Para demostrar esto, en la Figura 2.8 se ilustra el diagrama de fase y la señal de tensión en el dominio del tiempo, para un punto de operación igual a $Q = 10,7$ p.u. El diagrama de fase se obtiene considerando un punto de operación inicial del sistema bajo estudio, al cual se le realiza una mínima variación en una de las variables de estado, emulando una pequeña perturbación.

Figura 2.8: Punto de operación estable antes de H1 ($Q_1=10,7$): a) Diagrama de fase y b) Respuesta en el tiempo.



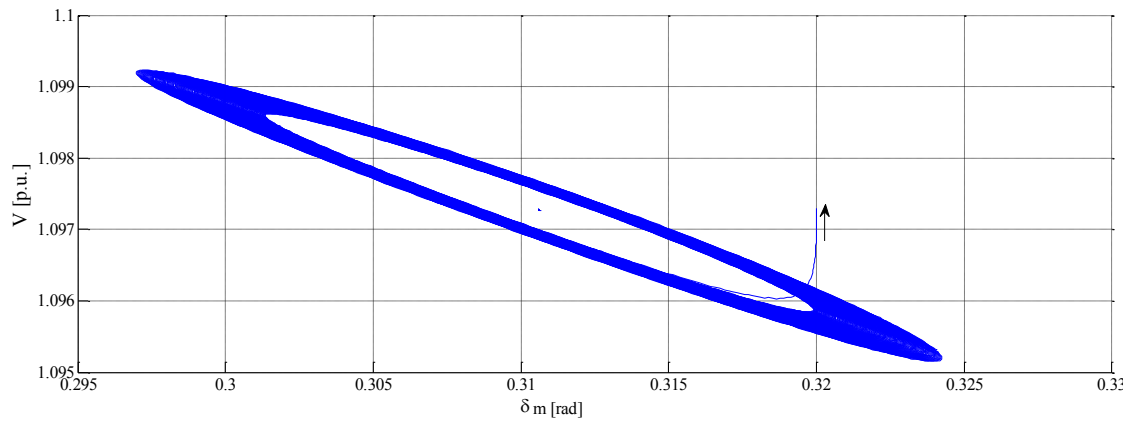
a)



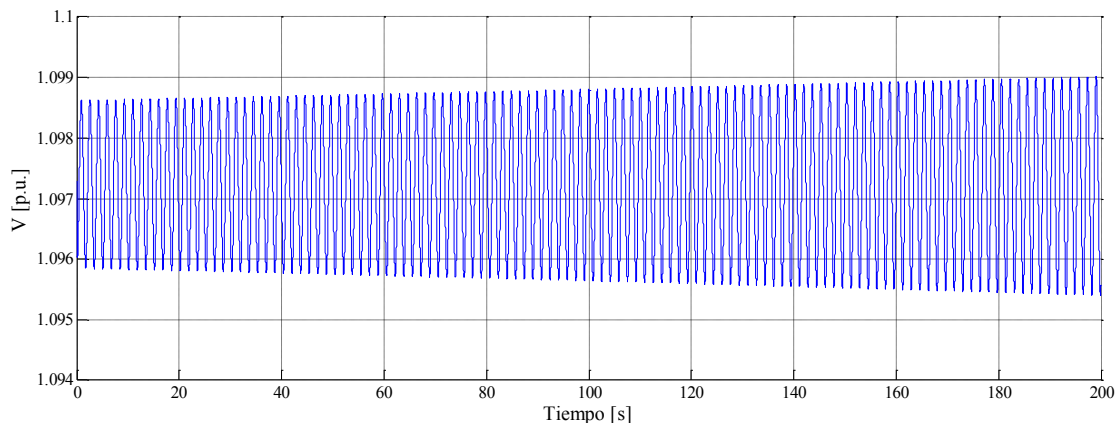
b)

De la Figura 2.8 se aprecia que el sistema ante una perturbación conserva su estabilidad para un punto de operación inicial definido por $Q_I=10,7$ p.u. Pero para otro punto de equilibrio cualquiera perteneciente a la parte superior de la curva, definido en este caso por $Q_I=10,96$, el comportamiento dinámico del sistema cambia completamente, aunque el nivel de tensión sigue siendo alto, tal como se ilustra en la Figura 2.9.

Figura 2.9: Punto de operación inestable antes $Q_I=10,96$: a) Diagrama de fase y b) Respuesta en el tiempo.



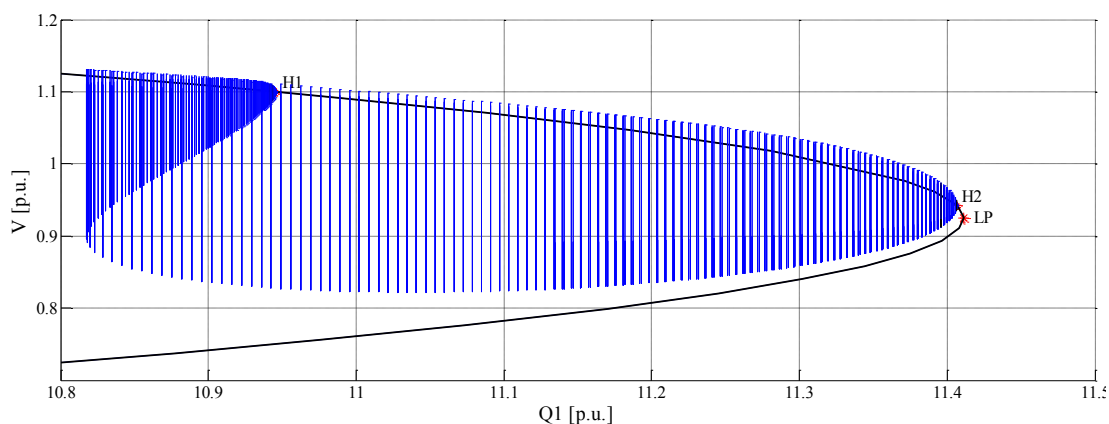
a)



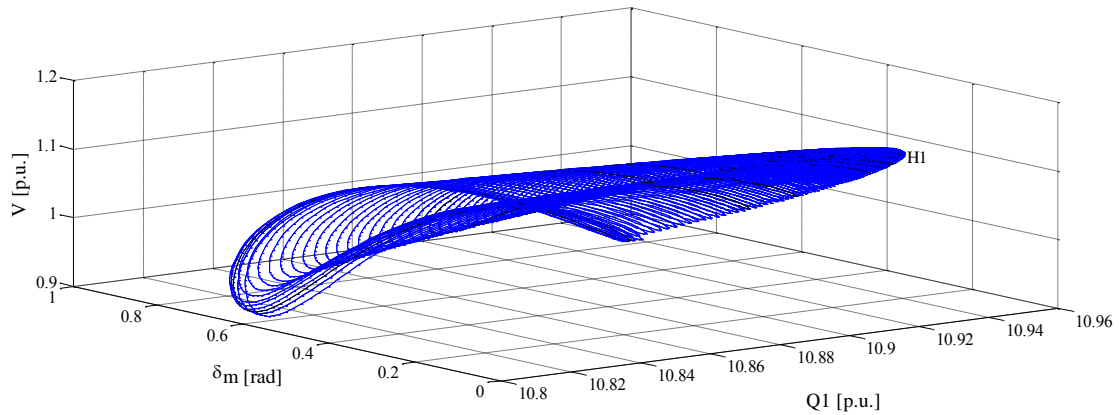
b)

De acuerdo a la Figura 2.9, el sistema presenta un comportamiento oscilatorio en su señal de tensión y el diagrama de fase indica la presencia de ciclos límite debido a otro tipo de bifurcación, denominada de Hopf (H). Este tipo de bifurcación se presenta cuando un par de valores propios complejos conjugados del sistema cruzan el eje imaginario, lo que origina que el punto inicial o final de un ciclo límite, puede ser estable o inestable. En el análisis de los SEP, una bifurcación Hopf está asociada al comportamiento oscilatorio de las variables de estado, tal como se presenta en la Figura 2.9. Para la configuración del SEP analizado en la Figura 2.6, se presentan dos bifurcaciones tipo Hopf (H), las cuales se conectan a través de orbitas periódicas como se ilustra en la Figura 2.10. Este fenómeno justifica la aparición de oscilaciones en el sistema, que para este caso son del tipo inestable, debido a que la bifurcación H_1 es del tipo subcrítica (Kuznetsov, 2004), según Figura 2.10.

Figura 2.10: Conexión de bifurcaciones Hopf



En la Figura 2.11 se aprecia en un espacio tridimensional, la existencia sólo de órbitas periódicas o ciclos límite inestables, que emanan del punto de bifurcación de Hopf H_1 y que se conectan con las producidas por la bifurcación H_2 para un valor superior de Q_1 a 10.8 p.u.

Figura 2.11: Órbitas periódicas inestables debido a la aparición de la bifurcación de Hopf H

Después de la segunda bifurcación Hopf (estable pero supercrítica), los puntos de operación del sistema se tornan estables hasta la aparición de la bifurcación LP, a partir de la cual el sistema presenta una caída súbita de tensión denominada colapso de tensión, según Figura 2.4.

Las consecuencias de los colapsos requieren de esquemas de restauración que pueden tomar períodos de tiempo muy largos y que obligan a pérdidas del suministro de energía que tienen gran impacto socioeconómico en los usuarios finales del servicio. Lo anterior ratifica la necesidad de disponer de esquemas de monitoreo que permitan realizar el análisis de los síntomas que presenta el SEP antes del colapso, a partir de lo cual se deben iniciar las acciones preventivas del caso.

2.4 Metodologías utilizadas para el análisis de estabilidad de tensión.

El análisis de estabilidad de tensión de un SEP, para una condición de operación específica, se centra principalmente en la determinación de la proximidad a la inestabilidad de tensión, a partir de metodologías estáticas y dinámicas.

El enfoque estático se utiliza para determinar la posibilidad de la presencia de un fenómeno de inestabilidad de tensión, pero no es suficiente para el análisis del comportamiento dinámico del SEP. Entre los métodos estáticos se encuentran aquellos basados en el flujo de carga y factores de sensibilidad asociados al cambio de la tensión ponderado por el cambio en la potencia reactiva (dV/dQ), valores propios, valores singulares y flujo de continuación (Kundur, 1994). La mayoría de las metodologías existentes para realizar análisis estático de estabilidad de tensión utilizan la solución obtenida por el flujo de carga. Estas metodologías suministran información sobre la naturaleza del problema y la identificación de los factores que contribuyen a la inestabilidad.

El análisis dinámico es importante para complementar el análisis estático y para comprender mejor el fenómeno de inestabilidad. La no-linealidad de cargas y generadores son un factor importante para determinar la inestabilidad de tensión. Este tipo de análisis tiene la desventaja de consumir mayor tiempo computacional, debido al requerimiento de modelos más elaborados de los elementos que componen el SEP, y esto lo hace inapropiado para aplicaciones en tiempo real.

En la tabla 2.1, se presenta un cuadro comparativo de las dos metodologías comúnmente utilizadas:

Tabla 2.1: Cuadro comparativo entre metodologías estáticas y dinámicas empleadas en el análisis de estabilidad de tensión.

Análisis estático	Análisis dinámico
<ul style="list-style-type: none"> Sólo considera ecuaciones algebraicas y por lo tanto es más eficiente que el análisis dinámico, desde el punto de vista computacional. Permite el análisis de las condiciones instantáneas del SEP, en diferentes instantes de tiempo a lo largo de una trayectoria. La estabilidad se determina a través de la obtención de curvas VP y QV en barras de carga definidas. Las curvas se obtienen a partir de flujos de carga, utilizando métodos convencionales. Permite determinar el margen de estabilidad para cada barra Esta metodología ha sido uno de las más utilizadas en las referencias bibliográficas. 	<ul style="list-style-type: none"> Tiene en cuenta la dinámica del sistema a través de la representación en sistemas de ecuaciones algebraico-diferenciales (DAE). Permite conocer la evolución del sistema en un período de tiempo. Su periodo de estudio puede ser del orden de minutos. Requiere de mayor tiempo computacional y no proveen información de sensibilidad y grado de estabilidad. No es posible determinar el margen de estabilidad de tensión para cada barra. En SEP de gran tamaño, puede ser difícil la distinción de los principales factores que afectan la estabilidad, debido a la gran cantidad y diversidad de controladores, sistemas de protección, entre otros.

Para el análisis de estabilidad de tensión es importante utilizar metodologías que permitan determinar el máximo punto de cargabilidad. Generalmente este punto se obtiene a través de soluciones sucesivas del flujo de carga mediante el aumento gradual del nivel de carga del SEP, hasta que el método utilizado no converge.

Generalmente, para el cálculo de los índices de estabilidad de barras y líneas del SEP, se ejecutan flujos de carga a medida que se incrementa la carga en los nodos del sistema. Con los resultados obtenidos se pueden identificar las barras y líneas críticas del sistema, debido que son las que se encuentran cerca de los límites de estabilidad del sistema. En el capítulo tres de esta tesis se presenta una revisión bibliográfica amplia de los diferentes enfoques utilizados para la obtención de estos índices.

A continuación se citan algunas de las metodologías utilizadas, tanto en el enfoque estático como dinámico, para el análisis de estabilidad de tensión.

2.4.1 Métodos basados en la matriz Jacobiana (Kundur, 1994).

Este es uno de los enfoques tradicionales más utilizados para realizar análisis de estabilidad de tensión y se fundamenta en el análisis de las características matemáticas de la matriz Jacobiana o su versión reducida J_R . Ésta última, representa sólo la relación lineal entre el cambio de la magnitud de la tensión ΔV de las barras y la inyección de potencia reactiva en las barras ΔQ , asumiendo que no existe variación de la potencia activa ΔP , tal como se indica en (2.13):

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}) \Delta V = J_R \Delta V \quad (2.13)$$

Estos métodos proveen una medida de la proximidad relativa entre el punto de operación actual al punto de colapso de tensión, observando la no convergencia del flujo de carga, es decir la singularidad de la matriz Jacobiana (punto de bifurcación), cuando se realizan incrementos graduales de carga y/o contingencias como salidas de líneas y unidades de generación. Dentro de

esta categoría se encuentran la descomposición del valor singular (Lof et al., 1991; Lof et al., 1993), y el análisis modal (Gao et al., 1992).

2.4.2 Curvas PV/PQ y flujo de continuación (Kundur,1994)(Ajjarapu and Christ, 1992)

Las curvas PV/PQ para una barra del sistema, se obtienen mediante el incremento de la carga total conectada a ella o perteneciente a una región determinada, mientras se ejecutan cálculos de flujo de potencia sucesivos con el factor de potencia constante. La tensión de la barra se gráfica como una función de la potencia activa o reactiva total, utilizando ya sea algoritmos convencionales de flujo de carga o programas de flujo de continuación, hasta que se alcanza el punto de bifurcación para una condición de carga crítica. Uno de los inconvenientes que tiene esta metodología es que para sistemas de gran tamaño se torna ineficiente desde el punto de vista computacional, debido a los altos tiempos de procesamiento.

2.4.3 Métodos basados en sensibilidades (Flatabo et al., 1990)(Schuleter et al., 1991).

Algunos investigadores utilizan índices de sensibilidad para identificar aquellas barras críticas desde el punto de vista de estabilidad de tensión en el sistema, ya sea, mediante la observación de los cambios en la magnitud de la tensión de una barra ante un cambio en la potencia activa de la carga $\partial V/\partial P$, o ante cambios en la magnitud de la tensión ante un cambio en la potencia reactiva en la barra bajo consideración $\partial V/\partial Q$.

Esta metodología se utiliza para determinar áreas de control de tensión como en el caso de (Schuleter et al., 1991), definidas como aquellos grupos de barras directamente interconectadas, que se encuentran lo suficientemente desacoplados desde el punto de vista eléctrico de las áreas vecinas y en los que las tensiones (tanto en magnitud como en ángulo), varían en forma similar como resultado de cambios en las condiciones de operación del sistema. La propuesta identifica las barras que componen cada área de control de tensión, mediante la identificación y posterior eliminación en la matriz jacobiana de las líneas de transmisión más débiles que conectan a cada barra. Una vez se eliminan los elementos, se forman las áreas de control de tensión con los grupos de barras que quedan aislados entre ellos.

2.4.4 Monitoreo de reservas de potencia reactiva (Sandberg et al, 1994)(Taylor and Ramanathan, 1998) (Leonardi and Ajjarapu, 2011).

Debido a que generalmente los colapsos de tensión están asociados a la insuficiencia de potencia reactiva, se ha utilizado como un indicador del grado de estabilidad de tensión del sistema, las altas demandas de potencia reactiva y su correspondiente bajo nivel de reservas de reactivos que se pueden presentar en dispositivos como generadores y SVCs. Para ello, se han propuesto algunos esquemas de monitoreo en línea del consumo y de las reservas de potencia reactiva utilizando metodologías de aprendizaje supervisado como máquinas de soporte vectorial y modelos de regresión multilíneal como en (Leonardi and Ajjarapu, 2011), donde se estima un margen de estabilidad de tensión basado en la cantidad de reservas de reactivos disponibles en las unidades de generación. En (Taylor and Ramanathan, 1998) se reportaron esquemas de monitoreo en línea implementados en centros de control de BPA (*Bonneville Power Administration*).

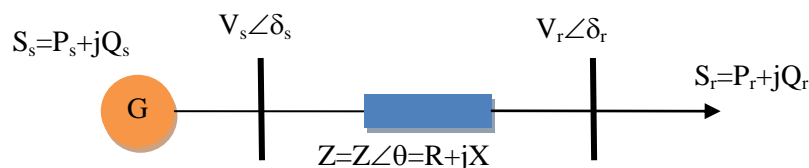
2.4.5 Métodos basados en índices de estabilidad de tensión.

El principal objetivo de los índices de estabilidad de tensión es la estimación de la distancia desde el punto de operación actual al punto de inestabilidad de tensión. Se han realizado muchas propuestas de índices de estabilidad tanto para determinar las líneas más débiles del sistema, así como para identificar las barras o áreas más débiles del sistema (Moghavvemi and Faruque, 2001; Moghavvemi and Omar FM, 1998; Mohamed et al., 1989; Kessel and Glavitsch, 1986; Balamourougan, 2004; Julian et al., 2000; Milosevic and Begovic, 2003; Nizam et al., 2006; Han et al., 2000). La formulación de estos índices se fundamenta en la utilización de algunos parámetros del sistema y de variables como tensiones y potencias, obtenidas por flujo de potencia o por mediciones directas del sistema. Algunas de las propuestas realizadas de índices definidos para líneas y para barras, se presentan a continuación:

▪ Índices de estabilidad de línea

Algunos de los índices más importantes definidos para estabilidad de tensión para líneas, según la revisión bibliográfica realizada en esta tesis, utilizan el modelo simplificado de un sistema de potencia como el de la Figura 2.12.

Figura 2.12: Modelo simplificado de un sistema de potencia



El sistema consiste de dos barras (una de envío s y otra de recibo o carga r), interconectadas mediante una línea de transmisión de impedancia Z , con su respectiva parte resistiva R y reactiva X . El ángulo de la impedancia serie de la línea corresponde a θ . La tensión de la barra de envío está definida por $V_s \angle \delta_s$, la tensión de la barra de carga por $V_r \angle \delta_r$ y la diferencia angular entre ambas barras está dado por $\delta = \delta_s - \delta_r$. La potencia aparente entregada por la fuente G está definida como $S_s = P_s + jQ_s$ y la potencia aparente de la barra de carga por $S_r = P_r + jQ_r$. A continuación se citan algunos de los índices que utilizan la anterior notación.

a. Índice rápido de estabilidad de tensión [FVSI, Fast Voltage Stability Index] (Moghavvemi and Faruque, 2001).

En la formulación del índice se utiliza la ecuación cuadrática de tensión que resulta de la representación circuital de un sistema de carga – barra infinita y se escoge la solución que define el discriminante mayor que cero. La simplificación que se realiza consiste en no considerar la diferencia angular entre las tensiones de las barras (δ) y esto permite obtener la ecuación (2.14):

$$FVSI = \frac{4 Z^2 Q_r}{V_s^2 X} \quad (2.14)$$

Por medio de la anterior formulación, el FVSI está directamente relacionado con la potencia reactiva e indirectamente con la potencia activa a través de la tensión de la barra. Un valor del FVSI cercano a la unidad indica que la línea bajo estudio está cerca del punto de inestabilidad, lo cual puede conducir a un colapso de tensión en todo el sistema. Por lo tanto para mantener una condición segura el valor del índice debe mantenerse menor a la unidad.

b. Índice de estabilidad de línea L_{mn} (Moghavvemi and Omar FM, 1998).

Los autores proponen un índice basado en el concepto de flujo de potencia a través de una línea como la presentada en la Figura 1.12, de acuerdo a la expresión (2.15):

$$L_{mn} = \frac{4 x Q_r}{[V_s \sen(\theta - \delta)]^2} \quad (2.15)$$

Una forma de determinar la estabilidad del sistema por medio de este índice es cuando éste permanece menor a la unidad (1), en caso contrario, la línea bajo análisis excede los límites de transmisión y esto ocasiona una pérdida de estabilidad de todo el sistema.

De acuerdo a la formulación de los índices L_{mn} y FVSI se observa que son equivalentes ya que ambos relacionan la potencia reactiva de recibo Q_r con la tensión de envío V_s . Esta característica los hace más sensibles a los cambios en la potencia reactiva.

c. Factor de estabilidad de línea [LQP] (Mohamed et al.,1989).

Para su definición utiliza el mismo concepto de los índices $FVSI$ y L_{mn} del modelo de dos barras de la Figura 2.12. Sin embargo, a diferencia de éstos, el LQP tiene en cuenta tanto la potencia reactiva como la potencia activa, de acuerdo a su formulación (2.16):

$$LQP = 4 \left(\frac{X}{V_s^2} \right) \left(\frac{X}{V_s^2} P_s^2 + Q_r \right) \quad (2.16)$$

Para una operación estable del sistema, este índice debe mantenerse menor que la unidad.

d. Índice en línea de estabilidad de tensión [LVSI] (Moghavvemi and Faruque, 2001).

En este índice a diferencia del $FVSI$ y L_{mn} , se considera el efecto de la potencia activa de recibo en forma directa e indirecta con la potencia reactiva a través de la tensión de envío V_s . La formulación dada en 2.17 obliga a la consideración de la componente resistiva de la línea de transmisión para el cálculo del índice:

$$LVSI = \frac{4 r P_r}{[V_s \cos(\theta - \delta)]^2} \quad (2.17)$$

▪ Índices de estabilidad de barras

Entre algunos de los índices de estabilidad de tensión en barras se encuentran los siguientes:

a. Índice L (Kessel and Glavitsch, 1986).

El índice utiliza la matriz impedancia del sistema como parámetro de estudio. Su formulación está definida según (2.18), donde las barras se clasifican en dos categorías: barras generadoras G y no generadoras L .

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

La ecuación 2.18 se puede reformular para obtener la ecuación (2.19), donde la submatriz F_{LG} se define en 2.20:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$F_{LG} = -Y_{LL}^{-1}Y_{LG} \quad (2.20)$$

El índice L para una barra de carga j se calcula a partir de la expresión (2.21):

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i=1}^{\alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (2.21)$$

donde α_G corresponde al número de barras generadoras del sistema y F_{ji} es la matriz que relaciona las tensiones en la barras de carga con las tensiones en las barras generadoras definida en (2.20): La estabilidad para todo el sistema se define según 2.22:

$$L_{sys} = \max_{\alpha_L}(L_j) \quad (2.22)$$

Este método se deriva de la solución del flujo de potencia y utiliza la información de la matriz admitancia propia de las barras de carga y la matriz admitancia mutua entre las barras generadoras y de carga, para obtener una matriz compleja de ganancia.

Para cada barra, el índice L se define como el valor absoluto de la diferencia entre la unidad (1) y el resultado de la evaluación de una función compuesta de la matriz ganancia y los fasores de tensión de barras generadores y la barra local. Este índice tiene un valor mínimo de cero y máximo de 1, indicando condición inestable o estable respectivamente, de la barra sobre la cual se aplica.

b. Índice de predicción de colapso de tensión (*Voltage Collapse prediction index (VCPI)* (Balamourougan et al, 2004).

Este índice que se calcula para cada barra del sistema y que determina la proximidad al colapso de tensión, requiere la información del fasor de tensión de las barras participantes en un sistema y la matriz admitancia de la red. La ecuación 2.23 representa el cálculo del índice para la barra k :

$$VCPI_k = 1 - \left| \frac{\sum_{m=1; m \neq k}^N V'_m}{V_k} \right| \quad (2.23)$$

donde $V'_m = \frac{Y_{km}}{\sum_{j=1, j \neq k}^N Y_{kj}} V_m$

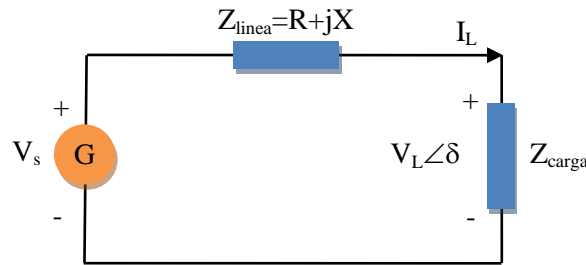
además, k corresponde a la barra monitoreada, m es la otra barra conectada a la barra k , V_k es el fasor de tensión en la barra k , V_m es el fasor de tensión en la barra m , Y_{km} es la admitancia entre la barra k y la barra m , Y_{kj} es la admitancia entre la barra k y la barra j .

Si el índice VCPI es igual a cero, la barra sobre la cual se está aplicando es estable, desde el punto de vista de tensión, en cambio si es cercano a 1, significa que el sistema está cerca a presentar inestabilidad.

c. Índices basados en impedancia equivalente de Thevenin.

El concepto de la máxima transferencia de potencia de un circuito eléctrico como el presentado en la Figura 2.13, se cumple para la condición de $|Z_{carga}| = |Z_{línea}|$. Este fenómeno ha sido utilizado por muchos autores para definir un índice de estabilidad de tensión basado en la relación de la magnitud de la impedancia de carga y la magnitud de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema vista desde la barra de carga (Chebbo et al, 1992; Vu et al., 1999; Julian et al., 2000; Milosevic and Begovic, 2003; Nizam et al., 2006; Han et al., 2009). Cuando la relación de las impedancias mencionadas es igual a la unidad, se considera que el punto de operación es marginalmente inestable en tensión.

Figura 2.13: Circuito equivalente de Thévenin



Aunque el concepto utilizado en la formulación del índice es sencillo, esto no se ha visto reflejado en su implementación, debido al requerimiento en la identificación de los parámetros del equivalente de Thévenin. Para calcular estos parámetros se utilizan las mediciones del sistema y diferentes algoritmos de identificación como mínimos cuadrados o su variante mínimos cuadrados recursivos sobre una ventana deslizante de las muestras de datos discretos (Milosevic and Begovic, 2003). Debido a que en un ambiente real, las mediciones sobre el sistema están condicionadas por las características del sistema de adquisición, el ruido en las señales, entre otros, los parámetros del equivalente de Thévenin pueden presentar desviaciones que normalmente afectan considerablemente el cálculo del índice (Genet et al., 2008).

d. Índices basados en mediciones.

Debido al auge de los sistemas de medición fasorial en los SEP (Djuric et al. 1998; Lin et al, 2004; Nuqui and Phadke. 2005; Chen and Abur, 2006; Chawasak *et al.* 2007; Nabil and Hanafy, 2009; Chakrabarti and Kyriakides, 2009; Corsi, 2010 y Eissa et al, 2010), se han incrementado las propuestas relacionadas con la definición de índices de estabilidad de tensión (Verbic and Gubina, 2000; Borka et al. 2003; Corsi et al, 2008; Glavic and Cutsem, 2009a; Glavic and Cutsem, 2009b, Ruisheng et al, 2009).

De acuerdo a la clasificación dada en (Glavic and Van Cutsem, 2009), los índices basados en PMUs se clasifican como métodos basados en mediciones locales y basados en mediciones del sistema de monitoreo de área amplia (WAM): *Los métodos basados en mediciones locales*, utilizan la información entregada por los PMUs de la barra en la cual se está realizando el análisis y en algunos casos se intercambia poca información con otras estaciones de monitoreo. En cambio, *los métodos basados en mediciones del sistema de monitoreo de área amplia (WAM)*, aprovechan la disponibilidad de PMUs en todo el sistema de potencia, lo cual permite tener una visión global del comportamiento del sistema.

En el capítulo tres de esta tesis se presenta una revisión bibliográfica más amplia de las diferentes metodologías utilizadas en la definición de índices de estabilidad.

2.5 Conclusiones

En este capítulo se definen algunos conceptos básicos relacionados con la estabilidad de tensión y también se presenta la aplicación de la teoría de bifurcaciones sobre un sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, se presentan las referencias de algunas de las metodologías utilizadas frecuentemente en el análisis de la estabilidad de tensión, desde los enfoques clásicos hasta los que se utilizan actualmente. Aunque todas las metodologías descritas se pueden utilizar para realizar análisis de estabilidad de tensión, su alcance en algunas ocasiones es limitado. Algunas metodologías son adecuadas para aplicaciones en sistemas de potencia sencillos como redes radiales, mientras que otras son complejas ya que tienen un alto costo computacional y esto dificulta la detección temprana de los colapsos de tensión.

Finalmente, aunque los sistemas de medición fasorial han sido ampliamente utilizados en muchas aplicaciones en los sistema de potencia, las propuestas relacionadas con el análisis de estabilidad de tensión aún resultan insuficientes. Lo anterior se debe principalmente, al requerimiento de metodologías y herramientas, que permitan analizar y depurar la gran cantidad de información suministrada por los PMUs sobre las condiciones de operación del sistema de potencia, en una forma ágil y con un bajo esfuerzo computacional.

3. Revisión bibliográfica: Índices de estabilidad de tensión y metodologías utilizadas en la definición de áreas de control de tensión

Uno de los desafíos actuales que tienen los operadores de red, es la identificación en tiempo real, de áreas potencialmente inestables en tensión. Esta tarea puede realizarse mediante la utilización de índices de estabilidad, los cuales se definen mediante un escalar que ofrece información sobre la cercanía de una barra o una línea a un colapso de tensión. En los documentos técnicos de las principales bases de datos se encuentra una gran cantidad de información acerca de propuestas realizadas al respecto, las cuales se deben analizar con el fin de conocer sus alcances y principales características.

Por otra parte, también es importante para el operador, determinar los grupos de barras que se pueden clasificar como áreas de control de tensión. Las áreas de control son los grupos de barras directamente interconectadas, que se encuentran lo suficientemente desacoplados desde el punto de vista eléctrico de las áreas vecinas y en los que las tensiones (tanto en magnitud como en ángulo), varían en forma similar como resultado de cambios en las condiciones de operación del sistema.

El agrupamiento de barras sensibles y/o críticas, ha sido utilizado para propósitos de control de estabilidad de tensión. Por medio de la formación de grupos de barras se puede reducir el tamaño de un SEP y por lo tanto se puede reflejar en el aumento de la eficiencia de las metodologías de análisis y control.

Este capítulo presenta una revisión de las principales metodologías que han sido utilizadas para determinar la proximidad a un colapso de tensión, mediante la utilización de índices de estabilidad. Adicionalmente, se presenta una revisión de algunas metodologías empleadas en la definición de áreas de control de tensión.

3.1 Introducción

Existen numerosas metodologías disponibles en las bases bibliográficas para medir, con cierto grado de precisión, el margen de estabilidad del punto de operación del SEP eléctrico. La mayoría

de estas mediciones se proponen en la forma de índices de estabilidad de tensión (IET), cuyo objetivo es definir una magnitud escalar que pueda ser monitoreada a medida que el SEP presenta cambios ante diferentes contingencias, con el fin de permitir a los operadores y analistas de las redes, realizar las acciones preventivas y/o correctivas ante un colapso de tensión.

Al realizar una revisión bibliográfica sobre índices de estabilidad de tensión, se encuentra que se han propuesto y aplicado varios índices, que proporcionan aproximaciones para determinar la distancia al punto de operación crítico en los sistemas de potencia, pero existe una gran falencia de información detallada respecto su organización y clasificación. Existen unas pocas excepciones, como en (Candelo et al., 2008) donde se realiza una revisión y comparación de las diferentes metodologías, y se establecen categorías; y también en (Karbalaei et al., 2010), donde los autores realizan una clasificación según aquellos índices que se basan en la matriz Jacobiana y los que se basan en las variables y parámetros del sistema. Adicionalmente, teniendo en cuenta que en los últimos años, el monitoreo de los sistemas de potencia ha cambiado sustancialmente, debido a la utilización de unidades de medición fasorial PMU (*Phasor measurement Unit*, por sus siglas en inglés), en (Phadke and De Moraes, 2008) se presenta una clasificación de las metodologías utilizadas en el monitoreo de la estabilidad de tensión basado en PMUs: métodos basados en mediciones locales y métodos basados en sistemas de monitoreo área amplia (WAM). Este último concepto ha tomado relevancia en los últimos años debido a la disponibilidad de PMUs con que cuentan los actuales sistemas de potencia (China, Brasil, India, Colombia, Estados Unidos, México, Noruega, entre otros), además tiene la ventaja de permitir el cálculo de índices con simplicidad y menor esfuerzo computacional (Phadke and de Moraes, 2008; Kamwa et al., 2006; Terzija et al., 2011).

Debido a que la cantidad de índices analizados y clasificados en las referencias (Karbalaei et al., 2010; Glavic and Van Cutsem, 2009), es muy bajo y excluyente, el propósito de la revisión realizada en este capítulo es entregar una perspectiva más amplia sobre la evolución que han tenido los índices propuestos en la literatura en un amplio período de tiempo, específicamente sobre aquellos basados en mediciones. Utilizando las clasificaciones dadas en (Candelo et al., 2008) y (Glavic and Van Cutsem, 2009) y proponiendo otra adicional, estas se complementan realizando una mayor cobertura de los índices planteados, para finalmente presentar un panorama organizado de la evolución que han tenido los índices desde 1986, año en que se presentaron las primeras propuestas, hasta la actualidad. Al final del capítulo se presenta una reflexión y discusión sobre las características más importantes de los índices considerados en este capítulo.

Finalmente, se presenta la revisión bibliográfica de las metodologías empleadas para la determinación de áreas de control de tensión en los SEP.

3.2 Clasificación de metodologías de análisis de estabilidad de tensión.

Las metodologías utilizadas para analizar la estabilidad de tensión pueden tener innumerables formas de clasificación. Una de estas formas consiste en metodologías estáticas y dinámicas, de acuerdo al modelo utilizado del SEP (Kundur, 1994), como ya se mencionó en el capítulo uno.

Una de las formas de determinar la estabilidad de tensión de un SEP es a través de índices de estabilidad, los cuales pueden desarrollarse utilizando metodologías estáticas o dinámicas como las mencionadas anteriormente. A continuación se presenta una revisión bibliográfica de algunos de los índices de estabilidad de tensión que han sido propuestos y presentados en las bases

bibliográficas en los últimos 26 años. Además, se propone una clasificación de estos índices de acuerdo a sus características más relevantes.

3.3 Clasificación de índices de estabilidad de tensión.

Elaborar una clasificación de los índices de estabilidad de tensión no es tarea fácil, debido a la gran cantidad de propuestas que han sido publicadas en los últimos años, a los diferentes requerimientos que tienen y a que algunos índices pueden pertenecer a más de una categoría, o son susceptibles de redefinirse debido por ejemplo, a la utilización de mediciones entregadas directamente por unidades de medición fasorial que posea el sistema. Las clasificaciones presentadas en (Candelo et al., 2008)-(Glavic and Van Cutsem, 2009), se amplían en este documento para considerar subcategorías que permiten una mejor comprensión de cada uno de los índices propuestos.

La clasificación de índices de estabilidad utilizada en este capítulo, está basada en el tipo de información que se requiere para su implementación. De esta forma, los IET pueden inicialmente clasificarse como basados en la matriz Jacobiana y basados en variables del sistema.

3.3.1 Índices basados en la matriz Jacobiana.

Estos índices necesitan los datos completos del SEP como las impedancias o la matriz Jacobiana (en su forma reducida o completa), para determinar el punto de colapso de tensión o el máximo punto de cargabilidad del sistema. Uno de los enfoques estáticos más empleado para el análisis de estabilidad de tensión, es el análisis modal del Jacobiano del flujo de carga presentado en (Gao et al., 1992), donde se emplean los valores propios del sistema para identificar los elementos del sistema de potencia (barras críticas, ramas y generadores) que contribuyen a la inestabilidad de tensión. En (Lof et al., 1993) y (Hong et al., 1997) se proponen índices basados en la descomposición del valor singular SVD (Singular Value Decomposition) de la matriz Jacobiana del flujo de carga, para indicar la proximidad del sistema al límite de estabilidad en estado estable. Esto puede detectarse realizando un seguimiento de la cercanía del valor singular mas cercano a cero. Una de las dificultades de ésta metodología es que para la definición de la matriz Jacobiana del sistema, se requiere de la solución de sistemas de ecuaciones no lineales, la cual puede caer en un punto de singularidad. Por otra parte, en (Overbye et al., 2010), se empleó el algoritmo SVD sobre los datos obtenidos con PMUs, como un indicador de la condición de vulnerabilidad del sistema ante colapsos de tensión. Los autores consideran que la información suministrada por la descomposición del valor singular de la matriz de datos obtenidos por medidores fasoriales, está directamente relacionada con la suministrada por la matriz Jacobiana y esto representa una gran contribución en la definición de índices que no requieren información de parámetros del sistema.

Entre otras de las metodologías que se encuentran en esta categoría se encuentra el índice i propuesto en (Berizzi et al. 1998), que utiliza en su definición la información del valor singular máximo de la matriz inversa del Jacobiano y su derivada respecto a la carga total del sistema. Por su parte los índices **I**, **IQ**, **IP** (Sinha and Hazarika, 2000), utilizan la información de los elementos de la diagonal del Jacobiano. Un índice que utiliza la información entregada por el vector tangente y que se calcula con el flujo de carga es el **TVI** (*Tangent Vector Based Index*), el cual fue presentado inicialmente en (Zambroni et al., 1997) y posteriormente en (Lopes et al., 2001; Valle et al., 2001).

Las principales desventajas de estas metodologías están asociadas con que debido a que están basadas en el modelo del flujo de carga no consideran los componentes dinámicos del sistema, y adicionalmente, no son adecuadas para un esquema de monitoreo en línea.

3.3.2 Índices basados en variables del sistema.

Los índices basados en variables pueden utilizar información de tensiones, corrientes y/o flujos de potencia, que se pueden obtener a través de la solución de flujos de carga o por mediciones (que pueden estar o no basadas en PMUs), además de los parámetros del sistema. De acuerdo a la forma como se obtienen las variables se pueden clasificar en:

- **Índices basados en variables obtenidas por mediciones y/o parámetros.**

La principal idea de los índices basados en mediciones es la de utilizar la información de fasores en el punto donde se realiza el análisis y/o en otros puntos de medición del SEP, los cuales pueden entregar suficiente información en forma directa sobre la inestabilidad de tensión. Algunas implementaciones de índices que utilizan esta metodología, también requieren de parámetros del SEP (resistencias, reactancias, entre otros) dados por los elementos de la matriz admitancia.

En los últimos años, el monitoreo de los sistemas de potencia ha cambiado sustancialmente, debido a la utilización de unidades de medición fasorial PMU, lo cual ha permitido contar con las mediciones de tensión y corriente en magnitud y ángulo sincronizadas vía GPS (Terzija et al., 2011). En cuanto al área de la estabilidad de tensión, existen varias las propuestas relacionadas con la determinación de índices de estabilidad utilizando PMUs. De acuerdo a la clasificación dada en (Glavic and Van Cutsem, 2009), los índices basados en PMUs se clasifican como métodos basados en mediciones locales y basados en mediciones del sistema de monitoreo de área amplia (WAM). *Los métodos basados en mediciones locales*, utilizan la información entregada por los PMUs de la barra en la cual se está realizando el análisis y en algunos casos se intercambia poca información con otras estaciones de monitoreo. En cambio, *los métodos basados en mediciones del sistema de monitoreo de área amplia* (WAM), aprovechan la disponibilidad de PMUs en todo el SEP, lo cual permite tener una visión global del comportamiento del sistema. Estos últimos aunque presentan una gran ventaja respecto a los locales, representan un alto requerimiento de PMUs con el fin de conseguir que el SEP sea completamente observable.

Entre los índices que utilizan mediciones y/o parámetros del SEP para su cálculo, se encuentran aquellos que utilizan un modelo equivalente de la red visto desde una barra de carga y aquellos que no lo hacen.

a. Índices que utilizan un modelo equivalente.

Los índices que se basan en un modelo equivalente consideran el criterio de que el punto de máxima transferencia de potencia en un circuito (en el cual se asume la representación de la carga como potencia constante), coincide con el punto de inicio del colapso de tensión, y esto se puede ver reflejado en la similitud de las impedancias (línea y carga, para un circuito de dos barras). Por tanto, algunos de los índices que se basan en este criterio, requieren de la estimación de los parámetros de un circuito equivalente de la red visto desde un nodo de carga. Para calcular los parámetros se utilizan diferentes algoritmos de identificación como mínimos cuadrados o su variante mínimos cuadrados recursivos sobre una ventana deslizante de las muestras de datos

discretos (Nelles, 2001; Norton, 1986; Raol, 2004) . Los índices pueden sub-clasificarse de acuerdo al modelo equivalente de la red que utilizan en: aquellos que utilizan el equivalente de Thévenin y los que definen un equivalente propio.

- **Índices que utilizan un equivalente de Thévenin.**

Entre los que utilizan un equivalente de Thévenin del SEP desde una barra de carga, se encuentra (Chebbo et al., 1992), donde no se utilizan algoritmos de estimación para su definición, ya que obtiene la impedancia equivalente directamente de la matriz Z del sistema. A partir del cálculo de la magnitud de la relación entre la impedancia equivalente de Thevenin vista de la barra de carga y de la impedancia de carga de la barra bajo análisis (Z_i/Z_{ii}), se define la estabilidad de la barra. En cambio, la metodología propuesta por Vu et al (Vu et al., 1999) utiliza la estimación del equivalente de Thévenin, mediante un algoritmo recursivo, el cual debe ser obtenido de dos mediciones en tiempos diferentes sobre la carga. Por su parte en (Julian et al., 2000), se desarrolló el índice **VIP** (*Voltage Instability Predictor*) el cual también utiliza el concepto del equivalente de Thévenin del SEP obtenido mediante mediciones locales, para expresar la proximidad al colapso en términos del margen de potencia en lugar de margen de impedancia.

Con el índice **VSLBI** (*Voltage Stability Load Bus Index*) definido en (Milosevic and Begovic, 2003), se tienen en cuenta las características de la carga (estáticas o dinámicas) para su formulación, pero esta propuesta requiere conocer con anticipación el modelo y composición de la carga, lo cual en la mayoría de ocasiones es imposible debido a la varianza de la misma. En (Smon et al., 2006) y con el fin de simplificar la determinación de los parámetros del equivalente de Thévenin mediante dos mediciones fasoriales consecutivas de tensión y corriente, se presenta el índice **ISI** (*Impedance Stability Index*), el cual utiliza el teorema de Tellegen y los circuitos adjuntos.

Algunos indicadores como el índice **PTSI** (*Power Transfer Stability Index*) (Nizam et al., 2006) utilizan un híbrido entre análisis de estabilidad estático y dinámico para su definición. Utilizando el criterio de máxima transferencia de potencia, se determina un índice en cada barra del sistema utilizando la información del flujo de potencia, la tensión e impedancia de Thevenin y la impedancia de la carga. La eficacia de este índice depende directamente del algoritmo de estimación de parámetros utilizado para determinar el equivalente de Thevenin. En (Fu et al., 2008) se encuentra una propuesta definida como **VSI** (*Voltage Stability Index*), que utiliza mediciones fasoriales de tensión y corriente, con el fin de obtener un modelo equivalente de la red, mediante cambios en el *tap* del transformador reductor del sistema. Por su parte, el índice **WAVI** (*Wide Area Voltage stability Index*) (Han et al., 2009), utiliza el concepto del índice expuesto por Chebbo (Chebbo et al., 1992), pero con la obtención del equivalente de Thévenin con dos unidades fasoriales ubicadas en áreas diferentes.

Uno de los problemas de la obtención del equivalente de Thévenin, es que la estimación de sus parámetros, depende de las condiciones dadas en un ambiente real. las mediciones sobre el sistema están condicionadas por el sistema de adquisición, se presenta ruido en las señales, entre otros, y estos factores pueden afectar considerablemente el cálculo del índice basado en la determinación de un equivalente del sistema (Genet et al., 2008).

- **Índices con identificación de equivalente propio.**

Con respecto a los índices que utilizan un modelo equivalente propio de la red, utilizando las mediciones obtenidas directamente del sistema, ya sea en forma local o global, se encuentran:

El índice de máxima cargabilidad **VSI** (*Voltage Stability Index*) propuesto en (Yanfeng et al., 2004), está basado en el criterio de la máxima transferencia de potencia del sistema, donde se utilizan los valores máximos de la potencia activa, reactiva y compleja para definir el valor del índice. Este índice utiliza las mediciones fasoriales y los parámetros de la red, para simplificar el SEP visto desde una barra con la utilización de un equivalente de red conformado por una fuente, una línea de transmisión y una barra de carga.

En esta categoría, también se ha considerado la influencia del modelo de carga en la estabilidad de tensión. Es así como en (Hongjie et al., 2005) se presentó una mejora al índice L (Kessel and Glavitsch, 1986), a través de un nuevo índice **L_T**, el cual considera la influencia de los modelos de carga ZIP y modelo exponencial. Con el fin de solventar las dificultades encontradas al estimar el equivalente de Thévenin mediante mediciones sucesivas, los autores en (Genet and Maun, 2007) asumen que la caída de tensión a través de la ruta del generador más cercano a la barra de carga, puede dar una información comparable a la caída de tensión a través de la impedancia de Thévenin. Por tanto se define el índice **VSI** (*Voltage Stability Index*) para cada barra como la relación entre la tensión en ella sobre dicha caída. Por su parte el índice **ENVC** (*Equivalent Node Voltage Collapse Index*) propuesto por (Wang et al., 2008), utiliza un modelo equivalente del SEP equivalente (MES) visto desde la barra bajo estudio, el cual incluye tanto los efectos de la red local como del sistema externo a esta.

b. Índices que utilizan mediciones y no equivalentes.

En esta categoría se encuentran propuestas de índices a partir del año 2003, donde se presentan alternativas a los índices que utilizan equivalentes (ya sea de Thévenin o propios), utilizando las ventajas de los sistemas de medición modernos. Como ya se había mencionado, las mediciones pueden obtenerse por sistemas convencionales (SCADA, por ejemplo) o sistemas de monitoreo de área amplia.

Entre las metodologías de monitoreo de estabilidad de tensión que utilizan mediciones globales entregadas por PMUs se encuentran las descritas en (Glavic and Van Cutsem, 2009) (Milosevic and Begovic, 2003) (Verbic and Gubina, 2004). Estas metodologías requieren que el número de PMUs ubicados en el sistema, entreguen una completa observabilidad del sistema, lo cual puede ser un problema si se tiene en cuenta el costo de dichas unidades. Ante esta condición, algunos investigadores prefieren el uso de mediciones locales sobre el sistema. A continuación se citan algunos índices que se encuentran en esta categoría.

En (Verbic and Gubina, 2003) y posteriormente presentado de nuevo en (Verbic and Gubina, 2004) y (Verbic et al., 2007), los autores proponen el **SDC** (*S difference criterion*) un algoritmo de protección contra la inestabilidad de tensión, que puede ser implementado en relés numéricos utilizando mediciones fasoriales de tensión y corriente en los terminales de línea. El principal problema de este índice es que requiere la verificación de que la línea está cargada por debajo de su valor nominal. En (Smon et al., 2008) se realiza una mejora al índice propuesto anteriormente ya que no necesita tal verificación y se denomina **BSDC** (*Bus apparent-power difference criterion*). Este índice está basado en la medición de la potencia aparente entregada a la barra, en lugar de aquella que esta fluyendo por la línea. En (Abasi and Karbalaei, 2011) se presenta una estrategia de mejoramiento de este índice, considerando donde los modelos de carga dependientes de la tensión.

Otra mejora al índice SDC expuesto en (Verbic and Gubina, 2004), se da en (Parniani and Vanouni, 2010) donde se propone un índice denominado **DSY** (*Derivate (D) of the load apparent power (S) with respect to its admittance (Y)*), utilizando solo los valores RMS de tensión y corriente.

Entre las propuestas recientes de índices que utilizan unidades de medición fasorial, se encuentran el **VSRI** (*Voltage Stability Risk Index*) definido en (Seethalekshmi et al., 2011), el cual identifica la vulnerabilidad del SEP ante un colapso de tensión para cada barra del sistema, utilizando series de tiempo de las tensiones en las barras. Otro índice que fue desarrollado posteriormente corresponde al **SVIMI** (*Synchrophasor Based Voltage Instability Monitoring Index*) (Sodhi et al., 2012) definido para PMUs, el cual utiliza la magnitud de la tensión en una barra y las consecutivas desviaciones de la tensión en ella.

Con el auge de las energías alternativas, en (Venkatesh et al., 2007) se definió el índice denominado **DVCI** (*Dynamic Voltage Collapse Indicator*), el cual trabaja en tiempo real y cuantifica el máximo margen de flujo de MVA del alimentador que conecta al generador eólico con el sistema de distribución, utilizando mediciones locales de potencia y tensión. También, en (Zheng and Kezunovic, 2010) se propone un índice adaptado para sistemas de distribución que incluye diferentes tipos de turbinas eólicas, utilizando sólo las mediciones locales en la subestación para definir el índice en tiempo real.

Por su parte el índice **VCI** (*Voltage Collapse Index*) propuesto en (Haque, 2007) entrega información de las barras de carga afectadas por problemas de estabilidad del SEP y requiere solamente mediciones locales de magnitud de tensión y corrientes. El índice **L_i** (*Line voltage stability index*) (Arya et al., 2008) fue planteado para ser implementado en relés tipo 21, para detectar cuando, ante un incremento de carga, la impedancia “vista” iguala a la de la línea.

Dentro de la categoría de índices que consideran mediciones, se cuenta también con aquellos que consideran las características de las cargas dinámicas, tal es el caso del **LMVSI** (*Linearized Motor Voltage Stability Index*) propuesto en (Gu et al., 2009; Gu and Wan, 2010). Para la implementación de este índice se requiere de un sistema de monitoreo de área amplia y además del conocimiento previo de los parámetros del motor.

▪ Índices basados en variables obtenidas por solución de flujos de carga.

Los índices que se encuentran en esta categoría corresponden a aquellos que se calculan una vez se hayan obtenido los resultados de las variables de un flujo de carga (fasores de tensiones y flujos de potencia). Algunos índices necesitan además de dichos resultados, algunos parámetros como impedancias de líneas, entre otros. De acuerdo con lo anterior, la clasificación de los índices de esta categoría se realiza en: Índices basados en flujos de carga y parámetros del SEP e índices basados sólo en la solución de flujos de carga.

a. Índices basados en flujos de carga y parámetros del SEP.

Dentro de la categoría de índices que requieren además de la información dada por la solución de los flujos de carga, parámetros como las impedancias de líneas, se encuentran la mayoría de los propuestos para analizar la estabilidad de tensión de las líneas del sistema. En (Moghavvemi and Faruque, 1998), se utilizan dos indicadores (*Voltage Collapse Proximity Indicator*) **VCPI (Potencia)** y **VCPI (pérdidas)** sobre cada línea del sistema, con el fin de identificar aquellas que son críticas. Cuando ambos índices se igualan a uno, se alcanza el punto de colapso de tensión. Posteriormente, en (Mohamed et al., 1989) se presenta un índice de estabilidad de tensión para línea definido como **LQP**, basado en el concepto del flujo de potencia en la línea. A través del índice **L_{mn}** (Moghavvemi and Omar, 1998; Moghavvemi and Faruque, 1999), los autores detectan aquellas zonas próximas al colapso de tensión, por medio de la observación de líneas que se encuentran bajo condiciones de mayor estrés. Debe tenerse en cuenta que el desempeño de los índices **L_{mn}** (Moghavvemi and Omar, 1998) y **L_p** (Moghavvemi and Faruque, 2001), es

influenciado en gran medida por el factor de potencia del sistema, debido a que fueron desarrollados sólo para la potencia activa o reactiva transferidos por la línea. Otro de los índices propuestos para determinar la estabilidad de líneas es el definido como **FVSI** (*Fast Voltage Collapse Index*) en (Musirin and Rahman, 2002), el cual está directamente relacionado con la potencia reactiva e indirectamente con la potencia activa a través de la línea. Con el fin de evitar la dependencia de los índices anteriores con el factor de carga, en (Eminoglu and Hocaoglu, 2007), se propuso un índice denominado **SI** (*Stability Index*), el cual está basado en la ecuación de potencia activa y reactiva transferida a través de una línea de la red de distribución. Otro de los ajustes a algunos problemas relacionados con los índices de línea FVSI, L_{mn} , LQP y L_{VSI} , se presenta en (Baozhu and Bolong, 2008), donde se proponen el índice L_{ij} el cual no se ve afectado cuando la resistencia de la línea se desprecia, a diferencia del L_{VSI} (Naishan et al., 2006), que ante dicha consideración se anula. Otra de las problemáticas relacionadas con los índices L_{mn} , LQP y FVSI, radica en que en la presentación de su fundamentación, se ignoran las admitancias paralelas del modelo de la línea. Para solventar estos inconvenientes, se presentó recientemente, el índice **LCPI** (*Line Collapse Proximity Index*) definido en (Tiwari et al., 2012), el cual representa la línea de transmisión por el modelo más exacto (parámetros ABCD del sistema).

Entre algunos de los indicadores dinámicos de colapso de tensión para barras, se encuentra (Kessel and Glavitsch, 1986), donde se desarrolló el índice **L** basado en la solución entregada por un flujo de carga, con el fin de determinar las barras más críticas. Por su parte, el índice de predicción de colapso de tensión (**VCPI**, *Voltage Collapse Prediction Index*) (Balamourgan et al., 2004), requiere la información del fasor de tensión y la topología del sistema, para calcular la estabilidad de tensión para cada barra del sistema. Por su parte, en (Althowibi and Mustafa, 2010a) y (Althowibi and Mustafa, 2010b), se presentaron los índices para barra **VQI_{Bus}** (*Voltage Reactive Power Index at bus*) y para línea **VQI_{LINE}** (*Voltage Reactive Power Index at Line*), los cuales se basan en la potencia reactiva en la barra de recibo, la impedancia de línea, la tensión en la barra de envío y el ángulo de admitancia de la línea.

La utilización de metodologías de computación suave o aprendizaje de máquina no ha sido ajena a la determinación del margen de estabilidad. Tal es el caso de (Devaraj et al., 2007), (Kamalasadan et al., 2009), donde se utilizan las redes neuronales (RN) para estimar el máximo valor de otro índice (L) ante condiciones de contingencia. De igual forma se hace en (Jayasankar et al., 2010), donde los autores identifican, mediante el índice L_{mn} calculado con RN, la línea más crítica del sistema. En la mayoría de las aplicaciones donde se utilizan redes neuronales, se han aprovechado sus ventajas como clasificador para determinar listas de contingencias, desde las más críticas a las menos severas, tal es el caso de (El-Keib and Ma, 1995; Schmidt, 1997; Wan and Ekwue, 2000).

En la revisión de la literatura realizada, no se encontraron muchas metodologías para índices de estabilidad de tensión, donde se utilice la lógica difusa. Entre las pocas se encuentra el índice **FVSI** (*Fuzzy Voltage Stability Index*) (Satpathy et al., 2002), donde se calcula el porcentaje de caída de tensión para cada barra, para las condiciones de caso base y caso crítico utilizando el flujo de continuación difuso.

Por último, utilizando la ecuación bi-cuadrática que relaciona las magnitudes de las tensiones de barras de envío y recibo y la potencia en el terminal de recibo de una línea, los autores (Chakravorty and Das, 2001) proponen un nuevo índice de estabilidad denominado **SI(m2)**, con el cual se puede medir el nivel de estabilidad de redes de distribución radiales.

b. Índices basados sólo en solución de flujos de carga.

Dentro de las propuestas para valoración de la proximidad de un punto de operación a un colapso de tensión, se encuentra la utilización de técnicas probabilísticas. Es así como en (Sharaf and Berg, 1991) el índice **EVIP** (*Expected Voltage Instability Proximity*) analiza el impacto que tiene el comportamiento estocástico de la disponibilidad de los elementos del SEP (centros de generación y

líneas) sobre la estabilidad de tensión. La expectativa de la proximidad a un colapso de tensión para cada barra de carga del sistema, se evalúa ante la salida forzada de dichos elementos.

El índice V/V_0 propuesto en (Hatziargyriou and Van Cutsem, 1994) utiliza la relación entre los valores de la tensión con carga que se obtiene del flujo de carga y sin carga en una barra para analizar la estabilidad de tensión en cada barra del sistema. También existen índices que utilizan un equivalente del SEP pero utilizando las variables obtenidas con el flujo de carga. El modelo equivalente de dos barras puede utilizarse para cambios pequeños de carga alrededor del punto de operación para el cual se obtuvo, pero ante variaciones de carga en varias barras se pueden ver notablemente afectados los parámetros del equivalente. Por esta razón las barras críticas deben ser actualizadas para cada estado del sistema, lo cual introduce un esfuerzo computacional adicional. Entre las referencias que utilizan dicha aproximación, se encuentran (Jasmon and Lee, 1991) y (Gubina and Strmcnik, 1997), donde se analiza la estabilidad de tensión de redes con topología radial, mediante la obtención de un modelo equivalente de línea que representa a toda la red. Este modelo es válido solo para el punto de operación para el cual fue obtenido.

La referencia (Gubina and Strmcnik, 1995) es uno de los primeros artículos que propone la utilización de la información del fasor de tensión de las barras para identificar la ruta de transmisión crítica para los flujos de P y Q, a través del índice denominado **TPSI** (*Transmission Path Stability Index*). Este índice extiende el concepto que cuando el punto de inestabilidad de tensión coincide con el punto de máxima transferencia de potencia, se produce la relación que la proyección del fasor de tensión de la carga sobre el fasor de tensión del generador es igual a la mitad de la tensión de este fasor, para sistemas radiales y enmallados. En la definición del índice **VMPI** (*Voltage Margin Proximity Index*) (Kataoka et al., 2006), los autores tienen en cuenta los límites de tensión definidos por los operadores de la red, especialmente el límite bajo de tensión. Finalmente, como una de las aplicaciones de la función de energía para determinar la proximidad al colapso, se encuentra (Demarco and Overbye, 1991), pero esta metodología es costosa desde el punto de vista computacional.

3.3.3 Comparación de los enfoques utilizados mediante marcadores de relevancia.

Con el fin de asegurar una mejor comprensión de las características de los índices citados (específicamente de aquellos que utilizan variables del SEP para su definición), se realiza un análisis comparativo de los diferentes enfoques utilizados para la obtención de los índices. La tabla 3.1 muestra la comparación de los enfoques comúnmente utilizados en la obtención de índices de estabilidad de tensión, por medio de criterios que evalúan diversos aspectos de las metodologías, como su aplicabilidad, requerimientos y adaptabilidad, entre otros. En la selección de los criterios que definen cada marcador de relevancia se consideran las características más importantes que permiten agrupar los índices analizados en los últimos 26 años. El marcador I corresponde a la cantidad de referencias encontradas en el período de observación y permite analizar junto con el marcador VII, las tendencias en la temática de estudio. El marcador II analiza el costo computacional requerido por cada una de las implementaciones. El marcador III evalúa los diferentes índices, considerando el tiempo requerido para su implementación y ejecución, así como el consumo de recursos computacionales. El marcador IV ilustra las aplicaciones en línea o fuera de línea para las cuales se han utilizado los índices que se encuentran en cada categoría. El marcador V evalúa los requerimientos, respecto a equipo de medición y algoritmos de estimación de parámetros y/o análisis de sistemas de potencia. El marcador VI permite analizar la adaptabilidad del índice ante el comportamiento dinámico del sistema. Adicionalmente, el marcador VII está definido para analizar el modelo de carga empleado en la formulación de los índices. Por último, el

marcador VII permite realizar un análisis de la evolución de las metodologías utilizadas para la obtención de los índices en el intervalo de tiempo analizado.

Tabla 3.1: Comparación entre enfoques utilizados para obtener índices basados en variables del sistema

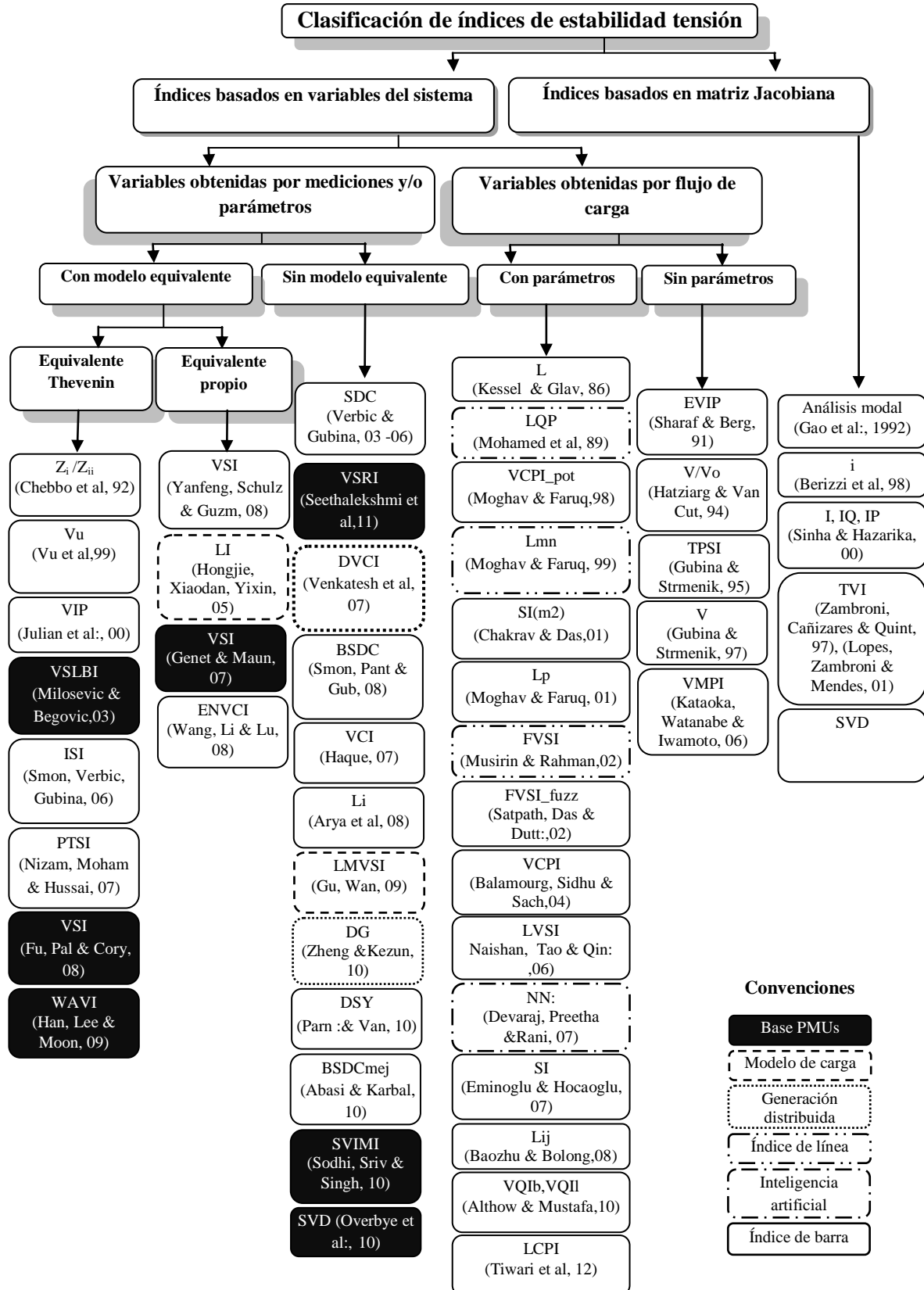
		Índices basados en:	
		Variables obtenidas por mediciones y/o parámetros	Variables obtenidas por flujo de carga
Marcador de relevancia como criterio de evaluación	I. Porcentaje de las referencias analizadas periodo (1986-2012)	46,42%	53,57%
	II. Costos de implementación y ejecución	Mayor demanda de recursos computacionales.	Menor demanda debido a la resolución de ecuaciones simples
	III. Principales aplicaciones	Monitoreo de estabilidad en línea	Análisis de estabilidad fuera de línea.
	IV. Requerimientos	<ul style="list-style-type: none"> - Unidades de medición en barrajes (algunos requieren mediciones locales y/o globales. - Algoritmos de estimación de parámetros para definir modelos equivalentes propios o de Thevenin. 	<ul style="list-style-type: none"> - La gran mayoría de los índices de esta categoría, requieren además de variables obtenidas por la solución de flujos de carga, algunos parámetros del sistema. - Software de análisis de sistemas de potencia
	V. Adaptabilidad al sistema	Pueden realizar seguimiento del sistema.	No tienen suficiente flexibilidad ante la dinámica del sistema.
	VI. Modelo de carga empleado	Existen algunas propuestas (VSLBI, L _p , LMVSI), que consideran en la definición del índice, los modelos dinámicos de carga.	La mayoría de los índices en esta categoría no consideran componentes dinámicos del sistema. Como modelo de carga se emplea el de potencia constante.
	VII. Evolución en el tiempo	Debido a la evolución de los sistemas de medición, en la figura 1 se aprecia el incremento a partir del año 2000, del número de documentos que presentan índices en los que se emplean estas nuevas posibilidades.	En esta categoría se encuentran propuestas desde mediados de los años 80's.

Como conclusiones a partir de la tabla 3.1, se observa que algunas de las ventajas de los enfoques que utilizan variables del SEP obtenidas por mediciones, están asociadas con la adquisición de datos que permiten analizar en forma directa la estabilidad de tensión del SEP ante diferentes condiciones de operación y contingencias; con lo cual se posibilita el monitoreo en línea de los sistemas eléctricos de potencia. Uno de los desafíos que presenta el enfoque basado en mediciones para obtener índices, es el gran tamaño de los actuales sistemas de potencia y por tanto la necesidad de disponer de unidades de medición en barras estratégicamente localizadas para lograr la completa observabilidad del sistema. Aunque algunos de los actuales sistemas de potencia a nivel mundial (Noruega, China, India, Estados Unidos, Colombia, Brasil, por mencionar algunos) ya cuentan con sistemas de monitoreo de área amplia, se esperaba encontrar en la revisión bibliográfica realizada, un porcentaje mayor de aplicaciones que utilizaran estas herramientas. Otra de las características relevantes de este enfoque basado en mediciones, es la definición de índices que involucran las características dinámicas de las cargas, que aunque son pocas, permiten realizar análisis cada vez mas cercanos a las condiciones reales de los SEP. Lo anterior demuestra que aún queda mucho por investigar en esta área, y se constituye en uno de los aportes de esta revisión del estado del arte, al visibilizar estas falencias. Por otra parte, esta conclusión se convirtió en una de las motivaciones que permitieron plantear un nuevo índice de estabilidad de tensión (presentado en el capítulo 4) como parte de esta tesis.

Los índices basados en las variables obtenidas por la solución de flujos de carga, presentan una menor demanda de tiempo computacional, debido a que se basan en la solución de ecuaciones simples y esto los hace adecuados para aplicarlos en sistemas de potencia de mayor tamaño. Esta ventaja se ve reflejada en que más del 50% de los índices analizados, se encuentran ubicados en esta categoría según el mapa conceptual de la figura 3.1, con propuestas realizadas desde hace mas de 20 años. Por ejemplo el índice L fue definido a mediados de los 80's y aún se sigue aplicando sobre los sistemas de potencia (Reis and Barbosa, 2006; Suganyadevi and Babulal, 2009). Una de las desventajas de estas metodologías, es la dependencia de algunos parámetros del sistema para su cálculo (por ejemplo, resistencias y/o reactancias de las líneas de transmisión), lo cual las hace poco confiables y precisos, si no se dispone de datos reales del sistema. Por otra parte, se encuentra que el criterio de la máxima transferencia de potencia de una red eléctrica a cargas del tipo constante es el más empleado en la formulación de los índices basados en flujos de carga. Lo anterior, en algunas circunstancias conlleva a que el análisis realizado a través de estos índices sea inexacto, por el gran impacto que tienen las cargas dinámicas en la estabilidad de tensión de un sistema.

Con respecto a la evolución en el tiempo, resulta interesante observar como las metodologías basadas en la inteligencia artificial, especialmente redes neuronales, se han aplicado en los índices basados en variables obtenidas por flujos de carga y no en los basados en mediciones, debido a que se han utilizado para esquemas de entrenamiento supervisado. Esto permite potenciar su aplicación en esquemas de monitoreo en línea. Por su parte, para la estimación de los índices basados en mediciones actualmente se cuenta con mas y mejor calidad de información, por la inclusión de PMUs en los sistemas de potencia. Estos elementos suministran mediciones sincronizadas vía GPS, que adicionalmente permiten optimizar el tiempo computacional requerido.

El mapa conceptual presentado en la figura 3.1, permite visualizar rápidamente la forma de clasificación propuesta en este capítulo. Allí, cada índice i está representado por la citación que se encuentra al interior de paréntesis. Se utilizan las convenciones para definir cada uno de los índices como: índice de línea, índice de barra, basados en mediciones con PMUs, aquellos que utilizan metodologías de inteligencia artificial, los que son aplicados a sistemas con generación distribuida y aquellos que consideran el modelo de carga para su definición.

Figura 3.1: Propuesta de clasificación de índices de estabilidad de tensión.

3.4 Áreas de control de tensión (VCA, *Voltage Control Area*).

Los sistemas de potencia presentan las características de un sistema complejo: alta dimensionalidad, no linealidad y dinámica variante. Estos sistemas están conformados por generadores, cargas, líneas de transmisión, sistemas de compensación, entre otros, donde cada elemento tiene una dinámica que depende de los otros elementos. Esto es especialmente importante para el estudio y el aseguramiento de la estabilidad.

Se ha observado que existen grupos de barras que se encuentran estrechamente relacionados entre ellos, es decir barras que reaccionan de forma similar ante una variación en otra barra que generalmente se encuentra cercana. Esta característica ha sido aprovechada por varios autores, con el fin de definir áreas dentro de un SEP. Para el estudio de la estabilidad de tensión, existe una clara dependencia con el balance de potencia reactiva en un sistema y por lo tanto es de particular interés encontrar cuáles son las áreas que pueden sufrir deficiencias bajo determinadas condiciones de operación.

Una de las publicaciones iniciales encaminada a dividir en áreas los sistemas eléctricos de potencia, fue presentada en (Lagonotte et al., 1989), donde los autores proponen la aplicación de la entropía condicional para la determinación de zonas y barras pilotos en la red Francesa, debido a que la entropía es independiente de la señal y sólo depende de la estructura del sistema. Si se observan variaciones de tensión en una barra, es posible estimar las variaciones de tensión en las otras barras que son suficientemente cercanas, en el sentido de la distancia eléctrica. En dicho artículo se utilizó por primera vez, el concepto de la distancia eléctrica entre dos nodos, en términos de tensión, la cual puede ser reflejada y cuantificada por la máxima atenuación de variaciones de tensión, que se alcanza cuando la perturbación ocurre en uno de los dos nodos. Las atenuaciones se pueden obtener de la matriz $\delta V/\delta Q$, al dividir los elementos de cada columna por el elemento diagonal. Una vez calculadas las distancias eléctricas entre las barras del sistema, se agrupan las barras de acuerdo a metodologías de agrupamiento jerárquico, con el fin de definir las fronteras de cada VCA.

Posteriormente (Schlueter et al., 1991), definió las áreas de control de tensión VCA, como aquellos grupos de barras de carga (PQ) y de generación (PV) que se encuentran cercanos geográficamente y que tienen cambios similares de tensión (en magnitud y fase) para cualquier perturbación externa. Esto significa que una barra no puede obtener suministro de potencia reactiva de todos los generadores del sistema. Esta es una de las razones por las cuales se ha considerado el problema de tensión en el SEP como un problema local.

Las VCA se forman debido a la debilidad de las líneas frontera que los interconectan con el resto del SEP. Esto permite suponer que las acciones de control de tensión que se realicen en un área sean independientes a otras zonas. La metodología utilizada por Schlueter identifica las barras que componen cada área de control de tensión, mediante la identificación y posterior eliminación de las líneas de transmisión más débiles que conectan a cada barra, de la submatriz Jacobiana J_{qv} que relaciona los cambios en la potencia reactiva con las tensiones de todas las barras de la red. Una vez se eliminan los elementos, se forman las áreas de control de tensión con los grupos de barras que quedan aislados entre ellos. El algoritmo utilizado para determinar VCAs tiene los siguientes pasos:

- Búsqueda del mayor elemento diagonal (d) de la matriz Jacobiana $d = \max(J)_{ii}$
- Normalización J_{qv} al dividir cada elemento por d .
- Para cada fila i de la matriz J_{qv} se organizan los elementos fuera de la diagonal del valor más pequeño al mayor de acuerdo a su valor absoluto. Posteriormente para cada fila, se eliminan los elementos con el valor absoluto más pequeño hasta que la suma de los elementos

removidos sea menor o igual a un parámetro de coherencia α definido previamente para el sistema.

- d. Los grupos de barras que se conservan después del proceso de eliminación conforman los grupos coherentes para el valor definido de α .

El principal problema relacionado con esta metodología radica en la alta dependencia que se tiene del parámetro α , ya que este determina cuales ramas son las eliminadas para definir las áreas de control de tensión.

En (Lie et al, 1993) los autores realizaron una mejora a la metodología anterior, considerando los efectos que tienen los acoplamientos $Q-\delta$ y $P-V$, sobre todo cuando el SEP se encuentra bajo condiciones críticas, al aplicar el algoritmo a la matriz Jacobiana completa del flujo de carga en vez de la matriz Jacobiana $Q-V$ reducida. La dificultad de dicho método está relacionada nuevamente, con la selección apropiada del umbral α , utilizado para la eliminación de los elementos más pequeños fuera de la diagonal. Si dicho umbral toma un valor pequeño, todas las barras conformarían un solo grupo, por otra parte, si se toma un valor más grande, cada barra estaría conformando un área de control de tensión independiente. Ante esta dificultad, (Schlueter, 1998) propone utilizar la información entregada por las curvas $V-Q$ de las barras del sistema, para formar las áreas de control. Mediante la comparación de las áreas conformadas con esta metodología y las obtenidas con el Jacobiano, se determinan valores óptimos del umbral α . Esta vez, la dificultad de la metodología de Schlueter, está relacionada con que el análisis de las curvas QV consumen tiempo si deben determinarse para las barras de un SEP de gran tamaño, adicionalmente a esto, el método utiliza el ensayo y error para determinar el valor de α .

Como una de las aplicaciones del concepto de distancia eléctrica y las sensibilidades $V-Q$ dadas por la matriz Jacobiana en el año 2000, se encuentra (Liu et al., 2000), donde se analiza la formación de VCAs bajo condiciones de contingencias.

Una alternativa a esta deficiencia se propone en (Aumuller and Saha, 2003), donde los autores proponen una metodología basada en sensibilidad para formar grupos de barras coherentes. Esta metodología utiliza la sensibilidad del flujo de potencia reactiva producido en el generador ante inyecciones de potencia reactiva en barras de carga. Las barras que tienen valores de sensibilidad del 5% son agrupadas para conformar un área de control de tensión. Sin embargo esta metodología es sensible a cambios en la condición de operación o topología de la red, debido a que ante estos fenómenos, se espera que varíen las sensibilidades de las ramas directamente conectadas al generador.

Una de las aplicaciones que ha tenido la identificación de las áreas de control de tensión (VCA) en un SEP, ha sido en el desarrollo de mercados competitivos para servicios de potencia reactiva. Tal es el caso de (Zhong et al., 2004), donde los autores identifican las áreas utilizando un algoritmo de clasificación jerárquico basado en las distancias eléctricas entre barras D_{ij} . Allí, se definen previamente unos rangos de distancias R , los cuales mediante un proceso iterativo, son comparados con las distancias calculadas previamente, entre cada una de las barras generadoras i y cada una de las barras j del sistema. Si la distancia D_{ij} es menor a un rango específico, se agrupa dicha barra en la zona donde se encuentra el generador. Este proceso se repite hasta que cada una de las barras del sistema se encuentre en al menos en uno de los grupos. Una de las dificultades que se encuentran en esta metodología, es la alta dependencia de los resultados con la definición previa de los rangos, debido a que entre más grandes sean estos, se tendrán más grupos y entre más pequeños sean los rangos, se pueden presentar traslapes, los cuales requieren que a juicio del analista, se decida en cual grupo asignar dicha barra.

Comparativamente con la anterior metodología y con el fin de solventar la anterior dificultad, en (Satsangi et al., 2011), se emplea el algoritmo de agrupamiento *K-means* en la identificación de las

VCA, una vez se ha ejecutado el análisis de flujo de carga y posteriormente el cálculo de la matriz de sensibilidad ($\delta V/\delta Q$). A diferencia del agrupamiento jerárquico, este no emplea el cálculo de la distancia entre barras para la formación de áreas.

Otra de las aplicaciones del algoritmo de clasificación jerárquica de las distancias eléctricas entre barras, se encuentra recientemente en (Villa et al., 2012), donde se analiza el impacto de la penetración eólica a gran escala en un sistema eléctrico de potencia, sobre la identificación de VCAs. Allí se empleó un análisis probabilístico de Monte Carlo para la conformación de las VCAs, ante modelos estadísticos para la carga, la variación de la velocidad del viento y la probabilidad de la ocurrencia de salidas de elementos como líneas o transformadores.

Teniendo en cuenta que las áreas de control de tensión pueden cambiar tanto en tamaño como en forma para diferentes condiciones de operación y contingencias sobre el sistema, en (Verma and Srivastava, 2005), se utilizan las sensibilidades del Jacobiano junto con las variaciones de tensión bajo contingencias, para la formación de áreas de control de tensión. Sin embargo la selección del valor del umbral α es inicialmente asumido y posteriormente contrastado con los resultados obtenidos mediante curvas $V-Q$. Una vez se encuentra el valor óptimo del umbral, se aplica la metodología para la formación de las áreas.

Entre los enfoques recientes se encuentra el presentado en (Morison et al., 2008), donde los autores aplican reglas heurísticas y utilizan el análisis modal en la nariz de la curva PV , con el fin de determinar mediante los factores de participación, el grupo de barras y generadores que conforman varias áreas de control de tensión del sistema. Es importante resaltar que el análisis modal es una metodología lineal y por tanto no es adecuado utilizarla en cercanías del punto máximo de la curva PV . Un valor agregado que se reconoce de la metodología presentada por (Morison et al., 2008) es que se contempla la posibilidad de aplicarla en línea en la determinación de áreas críticas, con la ayuda de metodologías inteligentes como los árboles de decisión, como ya se ha realizado para otro tipo de estudios, como en el caso de estabilidad transitoria (Huang et al., 2002). Esto permite aprovechar las habilidades de aprendizaje adaptativo, rápido procesamiento, entre otras, que poseen estas metodologías, para diseñar esquemas de monitoreo versátiles de estabilidad de tensión ante una gran cantidad de condiciones de operación.

En (Bedoya et al., 2008), los autores demuestran que el proceso de identificación de VCAs puede realizarse sólo mediante la observación de los elementos de la diagonal de la inversa de la matriz Jacobiana, en lugar de emplear el análisis modal. Dicha comprobación permite que la metodología propuesta sea susceptible de ser aplicada en herramientas de monitoreo y control en tiempo real.

La mayoría de las metodologías propuestas en la identificación de VCAs, se ha comprobado sobre los sistemas eléctricos de potencia para un punto de operación base, muy pocas han tenido en cuenta el impacto que pueden ocasionar los cambios topológicos en la red o las diferentes condiciones de operación en la definición de las áreas críticas. Basados en esta falencia, los autores en (Martolia and Verma, 2012), proponen que las VCA identificadas con el concepto de las sensibilidades de la potencia reactiva, deben ser modificadas considerando las variaciones de la tensión en barras presentadas ante contingencias críticas.

Entre las metodologías que se han propuesto en la identificación en línea de VCA, se encuentra (Hassan et al., 2012), donde se emplea una técnica de minería de datos, como son los árboles de decisión y la información suministrada por las unidades PMU, para determinar en una forma rápida y ágil aquellas áreas críticas o débiles, desde el punto de vista de la estabilidad de tensión. La propuesta involucra una etapa fuera de línea, donde se construye la base de datos que incluye como parámetros de entrada las mediciones de tensiones, potencias y flujos del sistema y como parámetro de salida el área crítica. Para la determinación de esta última, los autores emplean el concepto de la atenuación de la variación de la tensión definida como la relación de los elementos

fuera de la diagonal y de la diagonal de la matriz sensibilidad. Una vez entrenado el árbol de decisión con la etapa anterior, se procede a implementar la aplicación en línea.

A continuación en la Tabla 3.2, se presenta un cuadro comparativo de las diferentes metodologías propuestas en la identificación de VCAs, resaltando aquellas que son viables de implementarse para un sistema de monitoreo en línea.

Tabla 3.2: Comparación entre enfoques utilizados para determinación de áreas de control de tensión (VCA)

Referencia	Concepto empleado en determinación de VCA	Aplicaciones fuera de línea	Aplicaciones en línea
Lagonotte et al., 1998	Distancia eléctrica entre barras y agrupamiento jerárquico.	x	
Schlueter et al, 1991	Matriz Jacobiana reducida.	x	
Lie et al, 1993	Matriz Jacobiana completa.	x	
Schlueter, 1998	Curvas QV y matriz Jacobiana.	x	
Liu, 2000	-Distancia eléctrica entre barras y sensibilidades del Jacobiano		x
Aumuller and Saha, 2003	Sensibilidad de potencia reactiva.	x	
Zhong et al, 2004	Distancia eléctrica y agrupamiento jerárquico.	x	
Verma and Srivastava, 2005	Sensibilidades del Jacobiano y variaciones de tensión.	x	
Morison et al., 2008	Análisis modal y árboles de decisión.		x
Bedoya et al., 2008	Factores de sensibilidad de la matriz Jacobiana.		x
Satsangi et al., 2011	Matriz de sensibilidad ($\delta V/\delta Q$) y agrupamiento K-means.	x	
Martolia and Verma, 2012	Matrices de sensibilidad ($\delta Q_G/\delta V_L$) y ($\delta Q_L/\delta V_L$)	x	
Villa et al., 2012	Algoritmo de clasificación basado en distancias eléctricas entre barras, aplicado a sistemas con penetración eólica	x	
Hassan et al., 2012	Matriz de sensibilidad, árboles de decisión y mediciones de PMUs		x

De la tabla 3.2, se observa como la mayoría de las propuestas que se han realizado permiten la identificación de VCAs pero bajo aplicaciones fuera de línea, es decir, no permiten establecer diferentes zonas a medida que se van monitoreando las condiciones de operación. De allí surge el interés en esta tesis, en desarrollar una metodología que involucre técnicas computacionales, susceptibles de ser adecuadas a un ambiente de monitoreo en línea.

3.5 Conclusiones.

Con el propósito de analizar la evolución en el tiempo, que han tenido algunas de las diferentes propuestas de índices de proximidad al colapso de tensión, se presentó en este capítulo una clasificación que utiliza subcategorías con el fin de permitir una mejor comprensión de sus características, enfoques, potencialidades y debilidades. Específicamente, para los índices que utilizan las mediciones sobre el sistema de potencia, se observa una área en la que aún se puede

realizar mucha investigación básica, debido a que los sistemas de monitoreo actuales, están cambiando la forma de controlar los sistemas eléctricos de potencia.

La aplicación de metodologías inteligentes en la identificación de áreas de control de tensión es un área promisoría de investigación y desarrollo, teniendo en cuenta que los sistemas de medición actuales sobre los SEP, permiten disponer de grandes cantidades de información que deben ser procesadas en poco tiempo para monitorizar adecuadamente el estado actual del sistema.

4. Desarrollo de nuevo índice de estabilidad de tensión basado en mediciones

La estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos de potencia ha sido un área muy analizada desde diversas perspectivas, debido a que es un factor decisivo para determinar la capacidad del sistema de soportar las diferentes perturbaciones y prevenir los colapsos. Una de las herramientas que se han utilizado para estimar el margen entre el punto de operación actual al punto de colapso de tensión, es la definición de los índices de estabilidad.

Debido al auge de los sistemas de medición fasorial en los sistemas eléctricos actuales, ha crecido el interés en desarrollar índices que utilizan estas mediciones. Uno de los enfoques más utilizados en la formulación de índices basados en mediciones del SEP, se fundamenta en la determinación de la impedancia equivalente de Thévenin estimada desde una barra. La obtención de esta impedancia requiere mediciones sucesivas, las cuales sirven de entradas a un algoritmo de estimación. Los problemas que representa esta tarea han sido ampliamente reportados en varias referencias bibliográficas, entre los cuales se pueden citar la necesidad de la variación de la carga para determinar los parámetros de Thévenin, la dependencia de los parámetros calculados respecto a la sintonización de los parámetros del algoritmo de estimación, entre otros (Milosevic and Begovic, 2003) (Genet et al., 2008).

Como una alternativa al desarrollo de índices que requieren un equivalente del SEP, se presenta en este capítulo una propuesta basada en mediciones, que mejora el índice propuesto por (Genet and Maun, 2007), ya que de manera considerablemente simplificada permite determinar las barras más sensibles a presentar un colapso de tensión. La validez de la metodología propuesta se verifica a través de la comparación con otros índices de barra ampliamente analizados en la literatura, sobre los sistemas IEEE de 30 y 118 barras.

4.1 Introducción.

El monitoreo permanente es una de las tareas indispensables que se deben realizar en el sistema de potencia, para determinar si éste se encuentra funcionando dentro de los estándares y límites de seguridad establecidos para mantener adecuadamente su estabilidad.

Para el análisis de estabilidad de tensión se han propuesto diferentes metodologías que permiten determinar la cercanía del punto de operación actual al punto de operación crítico, mediante

índices de estabilidad de tensión (IET). El objetivo de estos índices es definir una magnitud escalar que pueda ser monitoreada a medida que el sistema presenta cambios ante diferentes contingencias, con el fin de permitir a los operadores y analistas de las redes, realizar las respectivas acciones preventivas y/o correctivas ante un colapso de tensión. Al realizar una revisión bibliográfica sobre índices de estabilidad de tensión, se encuentra que se han propuesto y aplicado varias alternativas que proporcionan aproximaciones de la cercanía al punto de operación crítico en los sistemas de potencia, pero existen pocos trabajos que han tratado de realizar una organización y clasificación detallada. De acuerdo a la revisión presentada en el capítulo 3, algunos autores han planteado propuestas como la de (Karbalaei et al., 2010), donde los índices se clasifican de acuerdo al tipo de información que requieren en aquellos fundamentados en la matriz Jacobiana y los basados en las variables y parámetros del sistema.

Debido al auge de los sistemas de medición fasorial (PMU, *Phasor Measurement Unit*), que se han instalado en los sistemas eléctricos, se ha despertado un gran interés por parte de la comunidad científica en desarrollar sistemas de monitoreo permanente, con el fin de determinar los márgenes de estabilidad de tensión de los sistemas de potencia. Es así como, de acuerdo a la clasificación dada por (Glavic and Van Cutsem, 2009), el monitoreo de la estabilidad de tensión basado en PMUs puede dividirse en dos categorías: los métodos basados en mediciones locales y los métodos basados en sistemas de monitoreo área amplia (WAM, *Wide Area Monitoring*).

Algunos de los índices propuestos necesitan para su definición, la estimación de los parámetros de un circuito equivalente de Thévenin de la red visto desde un nodo de carga (Vu et al., 1999)(Julian et al., 2000). Para calcular estos parámetros se han utilizado las mediciones del sistema y diferentes algoritmos de identificación como mínimos cuadrados o su variante mínimos cuadrados recursivos sobre una ventana deslizante de las muestras de datos discretos. Debido a los problemas ya mencionados en el capítulo tres y asociados a la estimación del equivalente de Thévenin, se presenta en el año 2007 una propuesta por (Genet and Maun, 2007) para predecir la estabilidad de tensión de las barras del sistema eléctrico ante diferentes perturbaciones, realizando una aproximación del equivalente con mediciones de tensión sobre el sistema. Aunque la propuesta realizada por (Genet and Maun, 2007) es novedosa, debido a las simplificaciones que realiza en su formulación, su aplicación práctica sobre sistemas de mayor tamaño y complejidad topológica se torna compleja, debido a la determinación constante de rutas que enlazan generadores y cargas, ante cualquier condición de operación y/o contingencia del SEP.

El objetivo de este capítulo es presentar una propuesta nueva a partir del índice de (Genet and Maun, 2007), que se define como **SVSI** (por sus siglas en inglés, *Simplified Voltage Stability Index*). Este nuevo índice permite determinar el generador más cercano a la barra de carga, pero a diferencia del propuesto por (Genet and Maun, 2007) que requiere la construcción de una matriz de rutas, la propuesta que se presenta en este capítulo utiliza solamente la información suministrada por la matriz Jacobiana y las mediciones fasoriales de tensión del SEP.

4.2 Índices de estabilidad de tensión.

En las referencias encontradas en las bases de datos científicas más reconocidas se han propuesto varios índices de estabilidad de tensión como se presentó en el capítulo tres. A continuación se presenta la formulación simplificada de algunos de ellos, con el fin de realizar la posterior comparación con los resultados entregados con el índice SVSI propuesto.

4.2.1 Valores propios de la matriz Jacobiana del flujo de potencia.

Este es uno de los enfoques más comúnmente utilizados para realizar análisis de estabilidad de tensión. Utiliza la matriz Jacobiana reducida del sistema J_R , la cual representa sólo la relación lineal entre el cambio de la magnitud de la tensión de las barras ΔV y la inyección de potencia reactiva en las barras ΔQ , asumiendo que la variación de la potencia activa ΔP es igual a cero, como se presenta en (4.1):

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}) \Delta V = J_R \Delta V \quad (4.1)$$

La descomposición en valores propios de la matriz J_R se puede expresar por la ecuación (4.2), donde Λ es la matriz diagonal de valores propios λ_i ; Φ y Γ son las matrices de los vectores propios derechos e izquierdos de J_R respectivamente:

$$J_R = \Phi \Lambda \Gamma = \sum_{i=1}^N \phi_i \lambda_i \gamma_i \quad (4.2)$$

La correspondiente variación modal i^{th} de tensión está dada por (4.3):

$$\Delta V_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_{mi} \quad (4.3)$$

El análisis modal de la matriz Jacobiana del flujo de potencia, establece que la magnitud de cada valor propio λ_i determina la debilidad de cada modo del SEP. Entre más pequeña es la magnitud de λ_i , más débil es este modo. Si $\lambda_i > 0$, ΔV_{mi} y ΔQ_{mi} están en la misma dirección, indicando que el sistema es estable desde el punto de vista de tensión. Por otra parte, si $\lambda_i < 0$, entonces ΔV_{mi} y ΔQ_{mi} están en direcciones opuestas y el sistema es inestable. En caso que $|\lambda_i| = 0$, entonces se indica que el modo colapsa porque cualquier cambio en la potencia modal reactiva causa un cambio infinito en la variación de tensión (Gao et al., 1992).

4.2.2 Índice L.

El índice fue propuesto por (Kessel and Glavitsch, 1986) utiliza la matriz impedancia del sistema como parámetro de estudio. Su formulación está definida según (4.4):

$$L = \max_{j \in \alpha_l} (L_j) = \max_{j \in \alpha_l} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{jiv_i}}{V_j} \right| \quad (4.4)$$

Donde α_l es el conjunto de nodos de carga y α_G es el conjunto de nodos generadores del sistema.

Este método se deriva de la solución del flujo de potencia y utiliza la información de la matriz admitancia propia de las barras de carga y la matriz admitancia mutua entre las barras generadoras y de carga, para obtener una matriz compleja de ganancia.

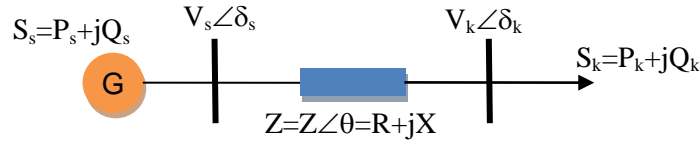
Para cada barra, el índice L se define como el valor absoluto de la diferencia entre la unidad (1) y el resultado de la evaluación de una función compuesta de la matriz ganancia y los fasores de tensión de barras donde existen generadores y la barra local. Este índice tiene un valor mínimo de cero y máximo de 1, lo cual indica la condición estable e inestable de la barra sobre la cual se

aplica, respectivamente.

4.2.3 Índice VSI (Genet and Maun, 2007).

El índice propuesto está fundamentado en el criterio de la máxima transferencia de potencia, que ocurre cuando la amplitud de la caída de tensión compleja en la impedancia equivalente de Thévenin (Z) es igual a la amplitud de la tensión en el nodo de carga k de la Figura 4.1 (para la representación de la carga como potencia constante).

Figura 4.1: Modelo simplificado de sistema de potencia



Bajo estas circunstancias, el índice definido en (4.5) para el nodo k , sería igual a 1 en el punto de máxima cargabilidad:

$$VSI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k} \quad (4.5)$$

La diferencia de este índice con respecto a otros índices según el autor, se presenta fundamentalmente en la forma como considera la caída de tensión en la impedancia de Thévenin ΔV_k , al asumirla aproximadamente similar a la distancia de la barra k al generador más cercano. Ésta a su vez, se define como la suma de los valores absolutos de las caídas de tensión complejas de cada línea a lo largo de la ruta más corta de la barra de carga al generador, de acuerdo a (4.6):

$$\Delta V_k^{(j)}(t) = \min_j \Delta V_k^{(j)}(t) = \min_j \sum_{b=1}^{n_j-1} |V_b(t) - V_{b+1}(t)| \quad (4.6)$$

Donde n_j representa el número de barras del sistema.

Para la definición del índice se requiere entre otras cosas, el estado de los generadores, es decir si debido a limitaciones de potencia reactiva, las barras a las que están conectados han pasado a ser del tipo PV al tipo PQ. De acuerdo a (4.6), en cada instante de tiempo, se debe encontrar la ruta más cercana entre la barra y el generador. Para ello, el autor emplea un algoritmo iterativo para la construcción de una matriz, la cual contiene en cada columna, la ruta completa entre la barra k y el primer generador con control de tensión. A continuación se describe el procedimiento general: Iniciando desde una barra, se identifican cada una de las ramas incidentes a ella. Posteriormente se trazan rutas desde la barra por cada una de las ramas incidentes hasta barras distantes. Cuando se llega a una de las barras distantes que tiene conectado un generador, se detiene la búsqueda de ruta por esta vía y se continua por otra. Si durante la exploración de la ruta se encuentra que sólo se tiene una línea incidente y la última barra no es controlada por tensión, se descarta esta ruta.

En la definición del índice propuesto en (Genet and Maun, 2007), luego de construir la matriz, se debe analizar cada una de las posibles rutas, para determinar una medida de distancia entre la barra bajo análisis con cada uno de los generadores del SEP. Para esto, se requieren las mediciones fasoriales de tensión en cada una de las barras. En el tiempo t para la columna j_{th} (compuesta de n_j

La matriz de árbol correspondiente está dada por (4.10):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 \\ 13 & 9 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Se considera inicialmente la ruta iniciada por (14-13). Debido a que la barra 13 tiene dos ramas incidentes (diferentes de la inicial), se agrega una rama más en la matriz anterior, como se indica en (4.11):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

A continuación, se exploran las rutas a partir de la barra 13 y se encuentran dos rutas que terminan en la barra 6. Esta última es una barra generadora y por tanto allí termina la búsqueda de más ramas, como se indica en (4.12):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 \\ 6 & 12 \\ 0 & 6 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Para la rama (14-9) se encuentra que la barra 9 tiene 3 ramas incidentes adicionales a la ya considerada, por tanto se repite la rama tres veces más en la matriz (4.13):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 \\ 0 & 6 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

La barra 9 se conecta con las barras 10, 4 y el nodo ficticio 7 del transformador tridevanado. Considerando inicialmente la rama (9-10), se llega posteriormente a 11 y esta ruta se finaliza en la barra 6.

Ahora, partiendo de la barra 9 se llega a la barra 4, la cual tiene 4 ramas incidentes adicionales, por tanto se repite tres veces más, como se indica en (4.14):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 0 & 6 & 11 \\ 0 & 0 & 6 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Considerando la conexión entre la barra 4 y la 5, se obtiene la matriz (4.15):

$$\begin{bmatrix} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & & \\ 0 & 6 & 11 & 5 & & & & & \\ 0 & 0 & 6 & & & & & & \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Como la barra 5 tiene tres ramas incidentes, se debe añadir estas rutas en la matriz anterior. Partiendo de 5 se finaliza en tres barras generadoras (6, 2 y 1) como se indica en la matriz (4.16):

$$\begin{array}{cccccccccccc|c} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & & & \\ 0 & 6 & 11 & 5 & 5 & 5 & & & & & & \\ 0 & 0 & 6 & 6 & 2 & 1 & & & & & & \end{array} \quad (4.16)$$

Posteriormente se especifican las rutas definidas por las otras ramas adyacentes a la barra 4, como son 2, 3 y 7. Debido a que 2 y 3 son barras generadoras, allí termina la búsqueda de más ramas, según la matriz (4.17):

$$\begin{array}{cccccccccccc|c} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & & & \\ 0 & 6 & 11 & 5 & 5 & 5 & 2 & 3 & 7 & & & \\ 0 & 0 & 6 & 6 & 2 & 1 & 0 & 0 & 8 & & & \end{array} \quad (4.17)$$

Ahora a partir de 9 se puede llegar a 7, según se indica en (4.18):

$$\begin{array}{cccccccccccc|c} 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\ 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 7 & & \\ 0 & 6 & 11 & 5 & 5 & 5 & 2 & 3 & 7 & & & \\ 0 & 0 & 6 & 6 & 2 & 1 & 0 & 0 & 8 & & & \end{array} \quad (4.18)$$

Considerando el nodo 7, se tienen dos ramas 7-8 (termina en nodo generador) y 7-4. Debido a que se llega de nuevo al nodo 4, se anexan las columnas que se presentan en la matriz que corresponden a las barras incidentes a ella, como ya se habían considerado en las columnas (4 a 7) de la matriz.

$$\begin{vmatrix}
 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\
 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\
 6 & 12 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 7 & 7 & 7 & 7 & 7 & 7 \\
 0 & 6 & 11 & 5 & 5 & 5 & 2 & 3 & 7 & 8 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\
 0 & 0 & 6 & 6 & 2 & 1 & 0 & 0 & 8 & 0 & 5 & 5 & 5 & 2 & 3 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 2 & 1 & 0 & 0
 \end{vmatrix} \quad (4.19)$$

Cada una de columnas de la matriz (4.17), corresponde a una de las ramas del árbol que comprende las diferentes rutas entre la barra 14 y las barras de generación. Posteriormente se reorganizan estas columnas de menor a mayor número de barras intermedias. Se espera que las rutas con menos barras intermedias sean las más cercanas a un generador, como se indica en (4.20):

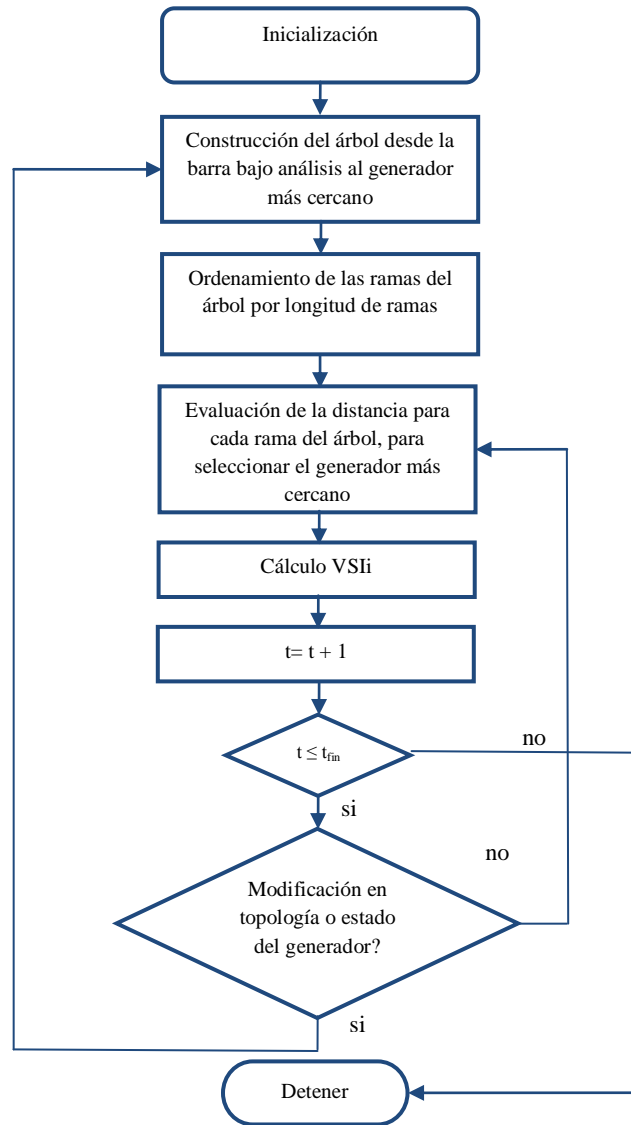
$$\begin{vmatrix}
 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 & 14 \\
 13 & 13 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\
 6 & 12 & 4 & 4 & 7 & 10 & 4 & 4 & 4 & 4 & 7 & 7 & 7 & 7 & 7 \\
 0 & 6 & 2 & 3 & 8 & 11 & 5 & 5 & 5 & 7 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 6 & 2 & 1 & 8 & 2 & 3 & 5 & 5 & 5 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 2 & 1
 \end{vmatrix} \quad (4.20)$$

Para la construcción de la matriz anterior, se requiere conocer la información de la topología de la red, pero debe tenerse en cuenta que para la implementación real sobre el sistema, también es necesario disponer de la información del estado de los generadores (estado PV o PQ), ya que si una barra generadora conmuta por límites de reactivos, implica que deben replantearse las rutas. Adicionalmente, el planteamiento implica que para cada barra de carga del SEP, se debe plantear una matriz como la presentada en el ejemplo anterior.

El procedimiento anterior es el propuesto por (Genet and Maun, 2007) para analizar la estabilidad de tensión de una sola barra del sistema, con lo cual se aprecia que si se requiere aplicarlo a sistemas de mayor tamaño (mayor número de barras), representaría un trabajo adicional. También es importante resaltar que la matriz árbol debe construirse para cada cambio de topología que se presente en la red.

En la figura 4.3 se presenta el diagrama de flujo del índice VSI propuesto en (Genet and Maun, 2007):

Figura 4.3: Diagrama de flujo del algoritmo de monitoreo de estabilidad de tensión basado en mediciones PMU propuesto en (Genet and Maun, 2007).



4.3 Propuesta del índice SVSI (Simplified Voltage Stability Index).

El índice presentado por (Genet and Maun, 2007) utiliza el concepto de la distancia eléctrica entre generadores y barras de carga, mediante el cálculo iterativo de la matriz que define las posibles rutas entre estos elementos. Esta tarea puede representar un costo computacional alto, si se tiene en cuenta que tanto la topología de la red como el estado de los generadores puede variar ante la dinámica del SEP. Considerando las limitaciones analizadas del índice VSI, en este numeral se presenta una propuesta alternativa de un nuevo índice, ya que permite determinar fácilmente la distancia eléctrica entre las barras de carga y los generadores, y además contemplar factores de sensibilidad para el nuevo índice, utilizando variables del SEP. Esta propuesta posibilita el cálculo

rápido del índice con lo cual se disminuye el tiempo computacional empleado.

4.3.1 Distancia eléctrica relativa (DER).

La matriz admitancia para un sistema de potencia permite determinar la relación existente entre las inyecciones de corriente y las tensiones complejas de barras de carga (L) y generación (G), según (4.21):

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Donde $[Y_{GG}]$, $[Y_{GL}]$, $[Y_{LG}]$ y $[Y_{LL}]$ son submatrices de la matriz Y_{bus} . A partir de la ecuación (4.21) se puede obtener (4.22):

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Donde $F_{LG} = -|Y_{LL}|^{-1}|Y_{LG}|$ es una matriz compleja que define las relaciones entre las tensiones de las barras de carga y de generación y puede ser utilizada para determinar la distancia relativa entre estas barras. Los elementos de la matriz F_{LG} son complejos y sus columnas representan a los generadores del sistema y cada una de sus filas a las barras de carga. En algunas referencias como (Yesuratnam and Thukaram, 2007), se ha definido a la matriz D_{LG} como aquella que relaciona la proporción deseada de generación sobre la carga programada y está definida como (4.23):

$$D_{LG} = abs[F_{LG}] \quad (4.23)$$

La distancia eléctrica relativa R_{LG} definida en (Yesuratnam and Thukaram, 2007), se obtiene de la matriz F_{LG} y está dada por (4.24):

$$R_{LG} = [A] - abs[F_{LG}] = [A] - [D_{LG}] = [A] - abs(|Y_{LL}|^{-1}|Y_{LG}|) \quad (4.24)$$

Donde A es una matriz de elementos iguales a 1, cuyas dimensiones son $(n-g) \times g$, donde n es el número total de barras del sistema y g el número de generadores. Para el caso base del sistema de 14 barras de la figura 4.2, la matriz R_{LG} está definida por (4.25). De acuerdo a la matriz R_{LG} , para la barra 14 (caso base), la distancia más corta a un generador está definida por el elemento de la fila 9 con menor valor. Para este caso, un valor de **0,3841** corresponde al generador 6, lo cual corrobora la ruta más corta definida por la matriz (4.20):

	GEN1	GEN2	GEN3	GEN6	GEN8	
Barra 4	0,8852	0,6255	0,7669	0,8314	0,8910	(4.25)
Barra 5	0,8111	0,6213	0,8566	0,7815	0,9329	
Barra 7	0,9486	0,8324	0,8957	0,7774	0,5367	
Barra 9	0,9509	0,8397	0,9002	0,6086	0,6816	
Barra 10	0,9594	0,8675	0,9175	0,5036	0,7369	
Barra 11	0,9791	0,9319	0,9576	0,2591	0,8649	
Barra 12	0,9965	0,9884	0,9928	0,0448	0,9770	
Barra 13	0,9929	0,9767	0,9855	0,0887	0,9538	
Barra 14	0,9691	0,8993	0,9373	0,3841	0,8000	

Una vez identificado el generador más cercano a la barra bajo estudio, se realiza la siguiente aproximación para la caída de tensión ΔV_i , propuesta por (4.26):

$$\Delta V_i^j(t) = \sum_{b=1}^{n_j-1} |\vec{V}_b - \vec{V}_{b+1}| \cong |\vec{V}_g - \vec{V}_l| \quad (4.26)$$

Donde V_g y V_l corresponden respectivamente, a las tensiones fasoriales de la barra del generador más cercana y de la barra analizada.

Hasta el momento, la consideración presentada en (4.26) simplifica considerablemente el cálculo del índice VSI original, ya que sólo se requieren las mediciones de tensiones en barras de carga y de generación bajo análisis y no las de barras intermedias. Pero esto no es suficiente en la definición del índice. De acuerdo con (Dester and Castro, 2009), todos los índices de estabilidad de tensión que han sido propuestos en la literatura, presentan algún grado de inexactitud, debido a las simplificaciones en su definición y por tanto es necesario asociar a los índices otras cantidades físicas (magnitudes y ángulos de tensiones y/o potencias sobre el sistema) en forma de variaciones, que han demostrado su estrecha relación con el fenómeno de estabilidad de tensión, con el fin de compensar las inexactitudes y minimizar los errores. Por esta razón, se realizaron varias pruebas considerando diferentes factores de corrección β con variantes respecto a las magnitudes y ángulos de las tensiones, para seleccionar el que presentará mejor ajuste. A continuación, en la tabla 4.1. se presentan los factores de ponderación analizados. Los resultados de las simulaciones implementadas para determinar la influencia de cada uno de los factores de ponderación sobre el índice SVSI, se presentan en el anexo A.

Tabla 4.1: Análisis de factores de ponderación

	Descripción	Cálculo
Factor 1	Se pondera utilizando la información de la mayor caída de tensión entre barras en el escenario bajo estudio. Esta caída de tensión se calcula como la diferencia entre el mayor valor de tensión y el mínimo valor de tensión presentado entre barras del sistema.	$FP_1 = 1 - (\max(\Delta V))^2$ $\Delta V = V_{\max} - V_{\min}$
Factor 2	Se pondera utilizando la información de la mayor desviación angular en el escenario bajo estudio. Esta desviación se calcula como la diferencia entre el mayor y el menor valor de ángulo de tensión entre barras.	$FP_2 = 1 - (\Delta\delta_{\max})^2$ $\Delta\delta = \delta_{\max} - \delta_{\min}$
Factor 3	Se pondera utilizando la información de la mayor diferencia de tensión presentada en el escenario actual y el escenario base, para la barra bajo estudio.	$FP_3 = 1 - (\max(V_i - V_{ibase}))^2$
Factor 4	Se pondera utilizando la información de la mayor desviación entre los ángulos de tensión del escenario actual con respecto a los ángulos de tensión del caso base, para la barra bajo estudio.	$FP_3 = 1 - (\max(\delta_i - \delta_{ibase}))^2$

Se observa que a medida que se incrementa la demanda de potencia en el sistema, algunas barras se acercan al punto de máximo nivel de cargabilidad, lo cual se ve reflejado en una considerable desviación en sus niveles de tensión. Este fenómeno indica un posible colapso de tensión, que se considera importante incluirlo en la definición del SVSI. Por tanto, el factor de corrección

utilizado, corresponde a la mayor diferencia de las magnitudes de las tensiones de las barras que se presentan sobre el sistema, para una condición de operación específica dado por el factor 1 y se define de acuerdo a (4.27):

$$\beta = 1 - [\max (V_{max} - V_{min})]^2 \quad (4.27)$$

La formulación propuesta para el índice SVSI de la barra i está dada en (4.28):

$$SVSI_i = \frac{\Delta V_i}{\beta * V_i} \quad (4.28)$$

Cuando el valor de nuevo índice es igual a 1, indica que se ha alcanzado el punto de máxima cargabilidad (para el tipo de carga que se analiza, dicho punto corresponde al limite de estabilidad); por el contrario para valores cercanos a 0 se evidencia que el SEP está lejos de dicho punto y por tanto el sistema es estable.

En el siguiente numeral se presenta la aplicación de este nuevo índice al sistema IEEE 14 barras para verificar su validez.

4.3.2 Verificación de la aproximación propuesta.

El estado inicial del sistema de 14 barras está definido por el resultado del flujo de carga que se presenta en la tabla 4.2:

Tabla 4.2: Flujo de carga para caso base del sistema de 14 barras.

Barra	Tensión [p.u.]	Ángulo [grados]
1	1,0600	0,0000
2	1,0450	-4,9801
3	1,0100	-12,7153
4	1,0134	-10,1900
5	1,0164	-8,7910
6	1,0700	-14,9908
7	1,0487	-14,0790
8	1,0900	-14,0790
9	1,0314	-16,1332
10	1,0305	-16,2121
11	1,0463	-15,7210
12	1,0534	-15,8926
13	1,0466	-15,9819
14	1,0197	-17,0933

Para el cálculo del índice propuesto por (Genet and Maun, 2007), de acuerdo a la información entregada por la matriz (4.20), la primera ruta para la barra 14 corresponde a las barras (14, 13, 6). Aplicando la ecuación (4.6), se obtiene:

$$\begin{aligned}
\Delta V_{14}^j(t) &= \sum_{b=1}^{n_j-1} |V_b(t) - V_{b+1}(t)| \\
&= \sum_{b=1}^4 |V_b(t) - V_{b+1}(t)| = |V_{barra_{14}}(t) - V_{barra_{13}}(t)| \\
&\quad + |V_{barra_{13}}(t) - V_{barra_6}(t)| = 0,0632
\end{aligned}$$

En la tabla 4.3, se presentan los resultados para las diferentes rutas de la matriz (4.20) evaluadas con la metodología propuesta.

Para determinar que la ruta más corta es la definida por (14-13-6), se requiere calcular las caídas de tensión para todas las rutas, lo cual incrementa la carga computacional en sistemas de gran tamaño, teniendo en cuenta que para cada barra de carga y ante cualquier cambio topológico de la red es necesario construir la matriz árbol.

Tabla 4.3: Diferencias de tensión presentadas en las diferentes rutas

Ruta	ΔV
14 - 13 - 6	0,0632
14 - 13 - 12 - 6	0,0641
14 - 9 - 4 - 2	0,2270
14 - 9 - 4 - 3	0,1730
14 - 9 - 7 - 8	0,1030
14 - 9 - 10 - 11 - 6	0,0679
14 - 9 - 4 - 5 - 6	0,2780
14 - 9 - 4 - 5 - 2	0,2275
14 - 9 - 4 - 5 - 1	0,3182
14 - 9 - 4 - 7 - 8	0,2479
14 - 9 - 7 - 4 - 2	0,2390
14 - 9 - 7 - 4 - 3	0,1850
14 - 9 - 7 - 4 - 5 - 6	0,2901
14 - 9 - 7 - 4 - 5 - 2	0,2395
14 - 9 - 7 - 4 - 5 - 1	0,3302

De acuerdo a la definición del VSI dado por (Genet and Maun, 2007), el cálculo del índice para dicha barra está dado por (4.29):

$$VSI_i(t) = \frac{V_i(t)}{\Delta V_i^{(j)}(t)} = \frac{|V_{14}(t)|}{0,0632} = 16,1306 \quad (4.29)$$

Tomando el inverso del anterior resultado se llega a un valor de índice que para este caso es igual a 0,0620.

Al aplicar la metodología propuesta en esta tesis, para el cálculo del índice SVSI, sólo se requiere determinar la caída de tensión entre la barra 14 y la barra 6, como se presenta en (4.30):

$$\Delta V_{14} = |\vec{V}_6 - \vec{V}_{14}| = 0,0632 \quad (4.30)$$

El factor de corrección para este caso esta dado por la mayor diferencia de tensiones de la tabla 4.1 según (4.31):

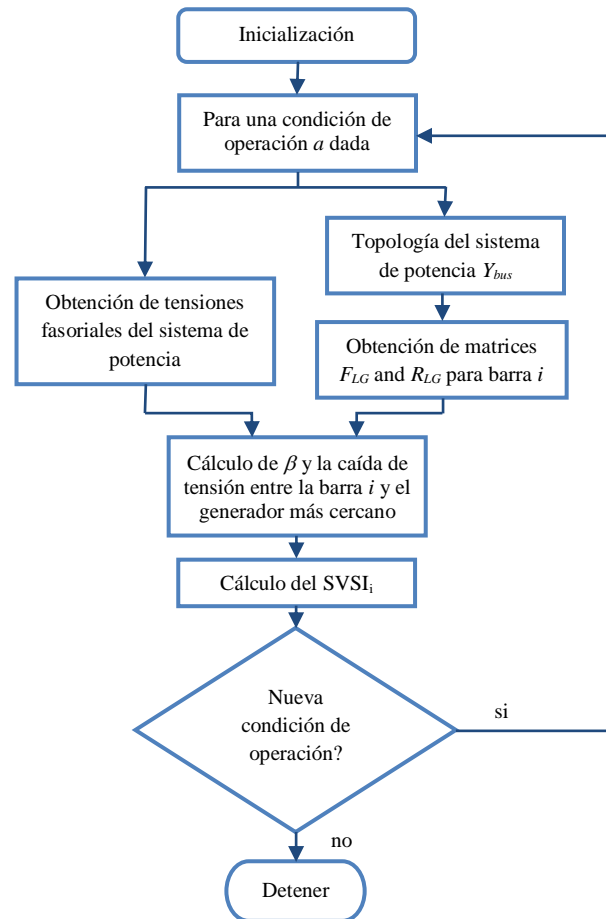
$$\beta = 1 - ((1,06 - 1,01))^2 = 0,9975 \quad (4.31)$$

De esta forma, el índice de estabilidad para la barra de 14 barras estará definido como se presenta en (4.32):

$$SVSI_{14} = \frac{\Delta V_{14}^6}{\beta * V_{14}} = 0,0621 \quad (4.32)$$

El resultado es muy similar al definido por el inverso del índice original. El esfuerzo computacional es mucho menor, por lo cual este nuevo indicador se define como índice de estabilidad de tensión simplificado (SVSI, por sus siglas en inglés, *Simplified Voltage Stability Index*). A continuación, en la figura 4.4 se propone el algoritmo para el cálculo de este nuevo índice.

Figura 4.4: Diagrama de flujo de índice propuesto SVSI



De acuerdo a la definición del índice propuesto, se puede concluir que el SVSI hace parte de aquellas metodologías de monitoreo que emplean mediciones del SEP y que requieren de la información de la topología de la red, obtenida a través de la Y_{bus} . Esto representa una ventaja, debido a que no es necesario disponer de ningún algoritmo adicional de estimación de parámetros. Adicionalmente el SVSI forma parte del grupo de índices que requieren las mediciones del sistema, para este caso, mediciones fasoriales de tensión en las barras. En esta parte es preciso resaltar, que aunque el análisis de la disponibilidad de medidores en el sistema no hace parte del estudio realizado en esta tesis, la creciente disponibilidad de PMUs en las redes actuales y el potencial que tiene la información recogida por dichas unidades, viabilizará aún más en un futuro,

los esquemas de monitoreo en línea.

Otro tipo de datos que utiliza el SVSI es el estado de los generadores. En la aplicación del índice VSI y SVSI sobre el sistema IEEE 14 barras en el numeral 4.3, se analizó la estabilidad de tensión de la barra 14 para el caso de operación base, sin considerar los límites de reactivos en los generadores, con el fin de simplificar el análisis. Sin embargo, es importante considerar sus efectos en el análisis de estabilidad de tensión. Una barra generadora en condiciones normales de operación, se considera en el flujo de carga como una barra del tipo PV, debido a que éstas dos variables son controladas en el generador mediante dos sistemas de control: la tensión de salida en terminales a través del regulador automático de tensión (AVR, de sus siglas en inglés, *Automatic Voltage Regulator*) y la potencia activa entregada, a través del gobernador de velocidad. Pero existen otro tipo de limitadores en la máquina que evitan que la producción supere sus curvas de capacidad, tales como el limitador por sobre excitación (OEL, *Over-Excitation Limiter*), el limitador de corriente en el estator (SCL, *Stator Current Limiter*) y el limitador por sub excitación (UEL, *Under-Excitation Limiter*). Los dos primeros actúan sobre la máquina cuando el incremento de potencia reactiva supera sus curvas de capacidad. Cuando esto ocurre, ya no se tiene un control sobre la tensión y la potencia reactiva no es fija y como consecuencia la barra generadora conmuta al modo PQ. Bajo esta condición, necesariamente se afecta el cálculo del índice SVSI porque cambia la Y_{bus} del sistema, ya que una barra generadora se convierte en una de carga y en esta transición puede estar involucrada la barra generadora de referencia (más cercana), a la barra donde se calcula el índice. En esta tesis, la información relacionada con el estado de los generadores se obtiene a través del monitoreo de los elementos de la matriz Jacobiana relacionados con los generadores.

En conclusión, el SVSI es un índice que replantea la formulación del índice VSI (Genet and Maun, 2007), aprovechando las potencialidades dadas por los sistemas de monitoreo en sistemas de potencia, para disminuir el tiempo computacional requerido para el cálculo de índices de estabilidad de tensión y mejorar la sensibilidad del mismo. En el siguiente numeral, se verifica la eficacia de la propuesta sobre sistemas de mayor tamaño.

4.4 Resultados y discusión.

Los sistemas eléctricos de potencia que se emplean para demostrar la validez del índice SVSI propuesto en este documento, son redes de prueba que han sido ampliamente utilizadas por la comunidad científica para realizar diferentes tipos de análisis, entre ellos el de estabilidad de tensión. Se seleccionaron dos sistemas de diferentes tamaños con el fin de verificar la aplicabilidad del índice propuesto bajo diferentes topologías y complejidades: Los sistemas de potencia propuestos para evaluación son el sistema IEEE de 30 barras y el sistema IEEE de 118 barras ((PSTCA, 1999). La descripción detallada de cada uno de estos sistemas se presenta en las referencias bibliográficas mencionadas.

El análisis de estabilidad de tensión en los sistemas mencionados anteriormente, se realizó en forma comparativa con los resultados entregados de la aplicación de los índices L, SVSI, VSI (Genet and Maun, 2007) y análisis modal. El análisis modal fue seleccionado debido a que es una de las metodologías clásicas más utilizadas en análisis de estabilidad, debido a su rápida implementación y a la capacidad de suministrar información relativa de la proximidad que tiene el sistema a un evento de inestabilidad de tensión, así como a la identificación de aquellos factores que contribuyen a ella, como barras y líneas de transmisión más críticas. Por su parte, se selecciona el índice L después de realizar la revisión bibliográfica del capítulo tres, donde se encontró que es

una de las metodologías más aplicadas, en el marco de técnicas basadas en mediciones sobre los sistemas de potencia, debido principalmente a su fácil implementación.

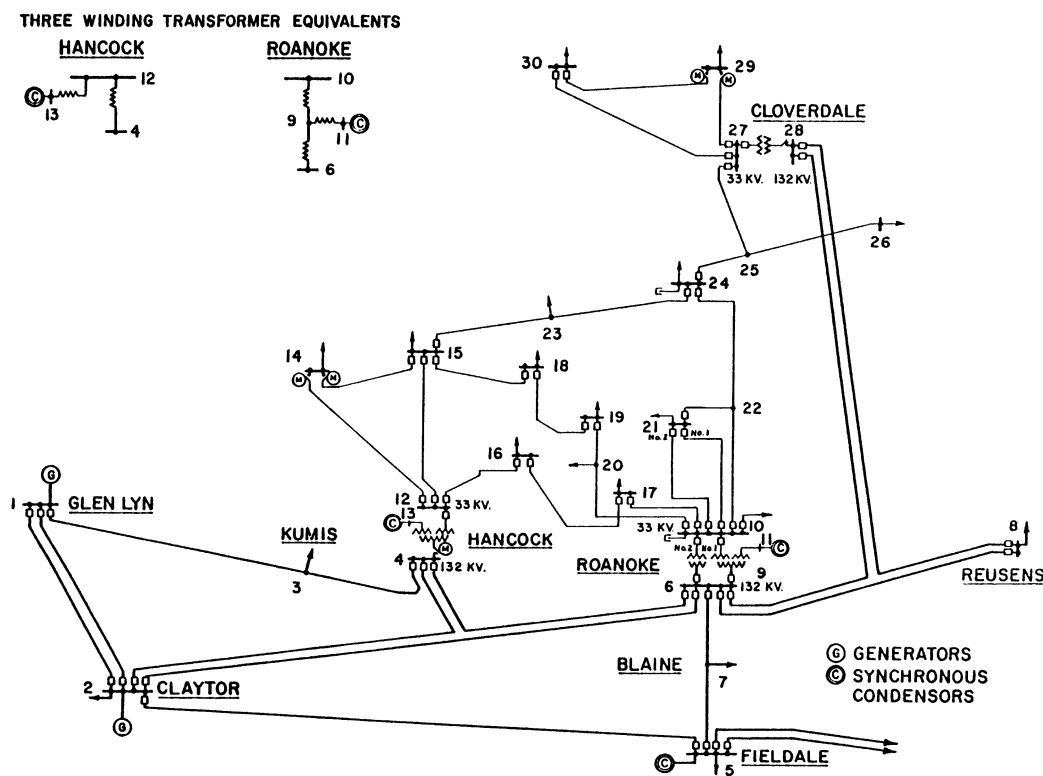
El desempeño del índice propuesto fue evaluado sobre los dos sistemas seleccionados, para diferentes escenarios que comprenden los casos base, incrementos de potencia activa y/o reactiva en las barras de carga y contingencias (N-1) como salidas de líneas y generadores.

El cálculo de los índices se realiza para el punto de máxima cargabilidad. Todas las simulaciones fueron realizadas en el software *PSAT (Power System Analysis Toolbox)* (Milano, 2001). *PSAT* es un toolbox de Matlab empleado para realizar análisis y control de sistemas eléctricos de potencia. Los resultados del flujo de carga de cada una de las simulaciones fueron empleados para realizar los cálculos de los índices en Matlab. En este capítulo, se asumieron las cargas constantes y sujetas a incrementos en pasos de 0.1 p.u hasta valores en los que se alcanza el colapso de tensión.

4.4.1 Sistema IEEE de 30 barras.

El sistema de 30 barras está conformado por seis generadores, 24 barras de carga y 41 líneas de transmisión. En la figura 4.5 se presenta el diagrama esquemático del sistema IEEE de 30 barras:

Figura 4.5: Diagrama unifilar sistema IEEE 30 barras



Se consideraron cinco escenarios de estudio para verificar la respuesta del índice SVSI. En el primer escenario, la potencia reactiva de la carga se incrementa en una sola barra a la vez, a diferencia del segundo escenario, donde la potencia activa y reactiva de la carga se incrementa en el sistema en todas las barras simultáneamente con idéntico factor de ponderación λ , hasta que se alcanza el colapso de tensión. En el tercer escenario, las cargas fueron incrementadas en múltiples barras a la vez. Los factores de potencia se asumieron constantes en todas las cargas para todos los escenarios. Con el fin de validar la efectividad de la metodología propuesta, ante cambios

topológicos en la red, se propusieron los escenarios 4 y 5, donde se consideraron salidas de líneas y generadores. Es importante resaltar que se seleccionaron los anteriores escenarios, debido a que durante el cálculo de los índices ante la perturbación, se exceden los límites de potencia reactiva en los generadores y esto permite poner a prueba el desempeño del SVSI, ya que al producirse el cambio de una barra del tipo PV a PQ, necesariamente el algoritmo debe determinar un nuevo generador más cercano a la barra bajo análisis.

Las simulaciones específicas realizadas para el sistema IEEE 30 barras, consideraron los siguientes escenarios:

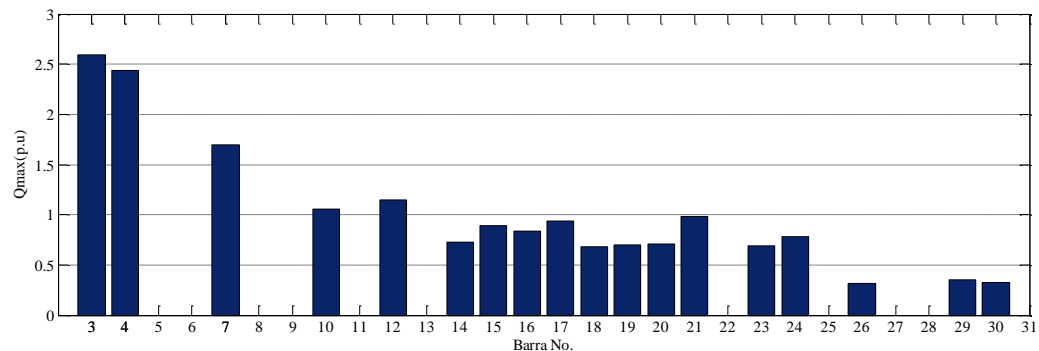
- Incremento de potencia reactiva Q en una barra a la vez.
- Incremento simultáneo de potencias P y Q en todas las barras de carga.
- Incremento simultáneo de potencias P y Q en barras de carga.
- Salida de líneas de transmisión e incremento de carga.
- Salida de generador e incremento de carga.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los casos de simulación propuestos.

▪ Resultados debido al incremento de carga reactiva Q en barras individuales.

Teniendo en cuenta que la estabilidad de tensión de un sistema es muy sensible al flujo de potencia reactiva, se analiza inicialmente la efectividad del índice propuesto bajo condiciones de alta cargabilidad. Para este caso, con el fin de determinar las barras más críticas para el sistema IEEE 30 barras, se incrementa gradualmente la carga reactiva para cada una de las barras en forma independiente, manteniendo la carga fija en las otras, hasta alcanzar el nivel de colapso del sistema. En el diagrama de barras de la figura 4.6, se presentan los resultados obtenidos.

Figura 4.6: Máxima carga reactiva permisible para sistema IEEE 30 barras



Con la información obtenida en la figura 4.6, se puede determinar la carga reactiva máxima para cada barra del sistema IEEE de 30 barras. De acuerdo a ésta, la zona más débil desde el punto de vista de estabilidad corresponde a las barras más críticas de acuerdo a sus márgenes máximos de reactivos, siendo para este caso 26, 29 y 30, las cuales son las más alejadas de los centros de generación del sistema.

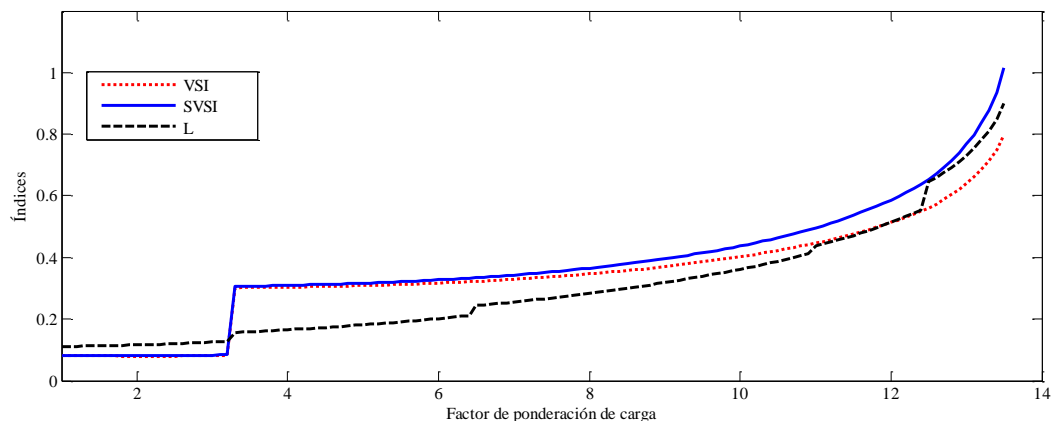
Para el primer escenario, la potencia reactiva de las cargas con menor capacidad reactiva obtenidas de la figura 4.6, como 26, 29 y 30, fue incrementada individualmente hasta que los índices que determinan la estabilidad de tensión se aproximen a uno (1), como se presentan en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Resultados de los índices analizados ante incremento de Q en barras del sistema IEEE30

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
Q= 0,3128 p.u en barra 26									
	1	26	0,9005	26	1,0010	26	0,7978	26	0,3941
	2	30	0,5181	30	0,5969	30	0,4690	25	0,0924
	3	25	0,4907	29	0,5540	29	0,4353	30	0,0641
	4	29	0,4832	25	0,5505	25	0,4325	29	0,0619
	5	27	0,4310	27	0,4908	27	0,3857	27	0,0554
Q= 0,3492 p.u en barra 29									
	1	29	0,8874	29	0,9934	29	0,7918	29	0,2883
	2	30	0,7904	30	0,8890	30	0,7085	30	0,2025
	3	27	0,5078	27	0,5644	27	0,4498	27	0,0849
	4	26	0,5022	26	0,5617	26	0,4476	26	0,0689
	5	25	0,4662	25	0,5206	25	0,4149	25	0,0616
Q = 0,3249 p.u en barra 30									
	1	30	0,8847	30	0,9902	30	0,7912	30	0,3149
	2	29	0,6415	29	0,7119	29	0,5688	29	0,1729
	3	26	0,4670	26	0,5220	26	0,4171	27	0,0802
	4	27	0,4651	27	0,5161	27	0,4124	26	0,0673
	5	25	0,4347	25	0,4856	25	0,3880	25	0,0598

Se observa como los resultados de la clasificación dados por el índice SVSI, son similares a los del índice L y también que existe una correspondencia con la clasificación dada por el análisis modal.

En la figura 4.7 se ilustra el comportamiento del SVSI, del índice L y del VSI sin considerar el factor de corrección β de la barra 26, ante el incremento de potencia reactiva en ella.

Figura 4.7: Comportamiento de los índices ante incremento Q26 en IEEE30

Se aprecia que ante el incremento de la carga, se incrementa también el índice de estabilidad, pero el SVSI original presenta un retraso respecto a la tendencia del índice L. Por esta razón se utilizó el factor de ponderación β , que se torna mas sensible cuando las diferencias de tensión en el sistema se incrementan y esto sucede cuando se está aproximando al punto de inestabilidad de tensión.

También es importante resaltar de la figura 4.7, que existen varias discontinuidades o saltos que se aprecian en el índice L ante el incremento de carga reactiva en la barra 26. Esto se debe a la formulación propia del índice, en la cual se tiene en cuenta a todos los generadores que conmutan en el sistema, es decir a aquellos que debido al alcance de los límites de potencia reactiva, cambian de barra PV a PQ. Para este caso en particular, se presentaron menos discontinuidades o saltos para el índice SVSI debido a que sólo considera la conmutación del generador más cercano a la barra bajo estudio. Ésto se considera una ventaja adicional que presenta el índice SVSI respecto al índice L, ya que para la mayoría de los casos analizados, el índice tiene un comportamiento con menos discontinuidades o saltos a medida que se incrementa el factor de ponderación de la carga.

En las figura 4.8 y 4.9 se presenta el comportamiento de los índices para las otras barras definidas en la tabla 4.4.

Figura 4.8: Comportamiento de los índices ante incremento Q29 en IEEE30

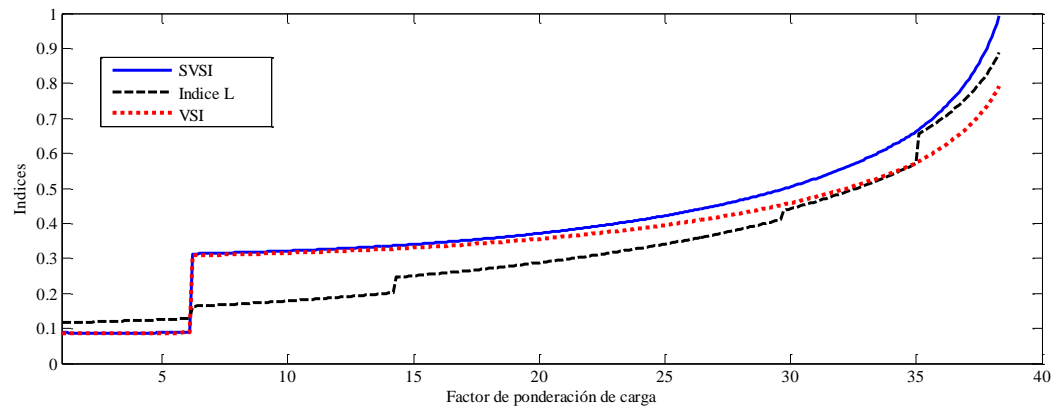
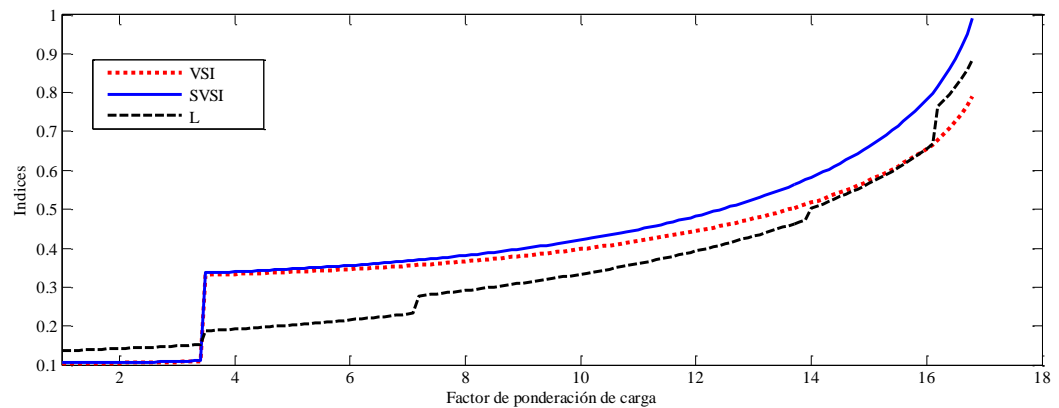


Figura 4.9: Comportamiento de los índices ante incremento Q30 en IEEE30

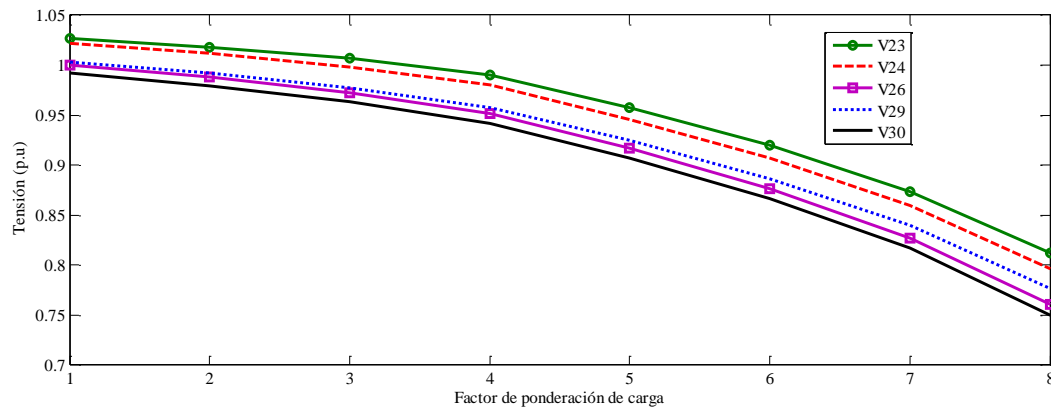


De acuerdo a la figura 4.9, mientras el índice L presenta cuatro conmutaciones, el SVSI solo lo hace una vez.

▪ Resultados debido al incremento de P y Q simultáneamente en barras de carga.

El sistema IEEE 30 barras fue sometido a un incremento gradual de potencia activa y reactiva en todas las barras de carga partiendo de la condición de carga base ($\lambda=0$), hasta la no convergencia del flujo de carga. En la figura 4.10, se aprecia cómo la condición más crítica corresponde a la barra 30, la cual presenta una reducción en su tensión desde 0,99 p.u hasta 0,75 p.u.

Figura 4.10: Perfil de tensión del sistema ante incremento de P y Q simultáneamente en todas las barras de carga.



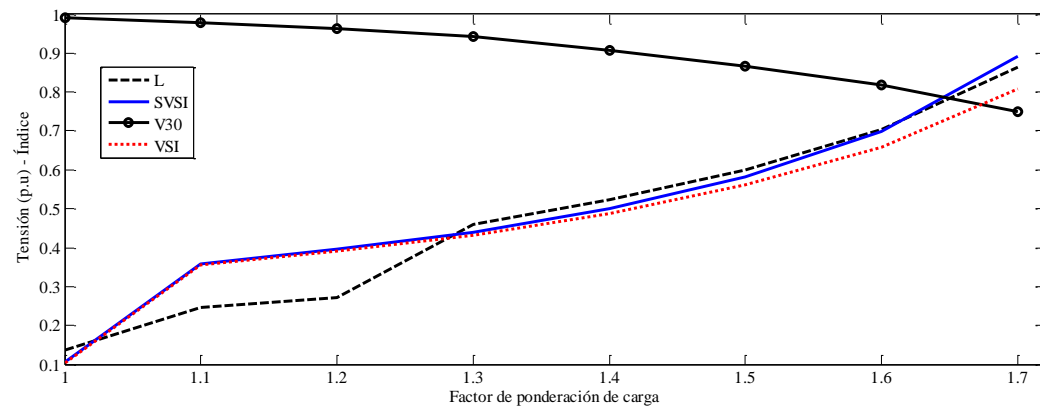
Los resultados obtenidos en este escenario para los índices obtenidos para el punto más crítico se presentan en la tabla 4.5. De esta tabla, se observa cómo el índice SVSI y L coinciden en la identificación de la barra 30 como la más crítica ante el escenario descrito anteriormente, mientras que utilizando el análisis modal esta barra se ubica como la segunda más crítica. Esto no significa que el resultado entregado por los dos índices sea incorrecto, teniendo en cuenta la poca diferencia entre el factor de participación dado por la barra 26 y 30.

Tabla 4.5: Resultados de los índices analizados ante incremento de P y Q en barras de carga

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
PQ en barras de carga	1	30	0,8633	30	0,8931	30	0,8072	26	0,06808
	2	26	0,7908	26	0,8119	26	0,7338	30	0,06674
	3	29	0,7817	29	0,8067	29	0,7291	29	0,06127
	4	19	0,7392	19	0,7595	19	0,6866	25	0,05427
	5	24	0,7389	24	0,7587	24	0,6858	24	0,05139

En la figura 4.11, se presenta la evolución del índice propuesto, respecto a la evolución de la tensión en la barra 30.

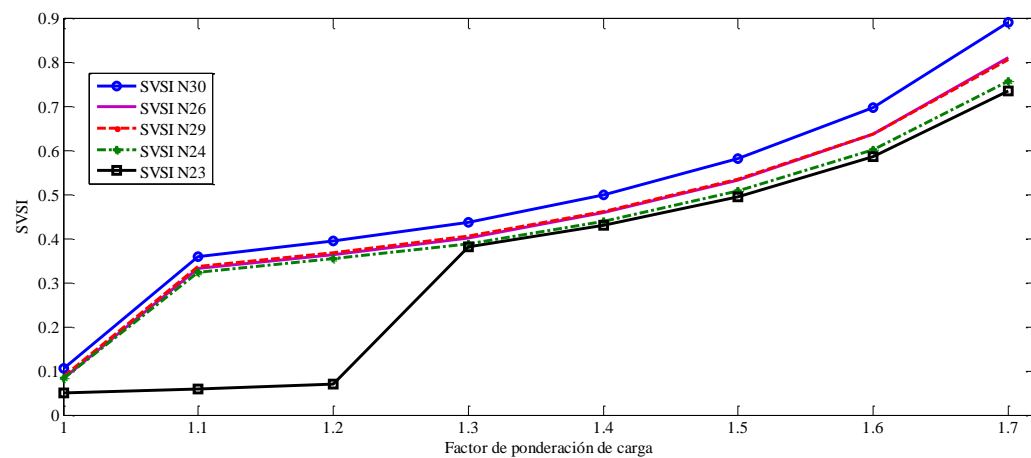
Figura 4.11: Evolución del índice SVSI e índice L para barra 30 y ante el incremento simultáneo de P y Q en barras de carga.



En la figura 4.11, se presenta la variación de la tensión de la barra 30 ante el incremento de carga en el sistema, con lo cual se demuestra que el análisis de estabilidad de tensión del sistema, no debe basarse en los perfiles de tensión de sus barras, ya que éstas pueden mantener un nivel de tensión dentro de los límites considerados como normales, y aun así precipitar un colapso. También se observa nuevamente como para ciertos casos, el índice SVSI tiene menos discontinuidades que el índice L.

En la figura 4.12, se ilustra el comportamiento de los índices SVSI de algunas de las barras con los niveles de tensión más bajos ante el escenario de aumento simultáneo de carga. De acuerdo a la figura 4.10, se resalta el comportamiento del índice para las barras 23 y 24, para factores bajos de ponderación de carga, teniendo en cuenta la cercanía topológica que presentan, según la figura 4.5. Lo que representa este comportamiento es que la cercanía de las barras no garantiza que éstas consideren al mismo generador como el más cercano y ello se ve reflejado en la tendencia de los respectivos índices para cada barra.

Figura 4.12: Evolución del índice SVSI para barras más sensibles ante incremento P y Q en barras de carga.



▪ **Resultados debido al incremento de P y Q simultáneamente en barra 4, 15 y 26.**

Con el fin de considerar la validez del SVSI ante diferentes condiciones de operación, se considera un incremento simultáneo de potencia activa y reactiva en las barras de carga 4, 15 y 26, hasta que no se presente convergencia en el flujo de carga. Los resultados de las cuatro metodologías se presentan en la tabla 4.6.

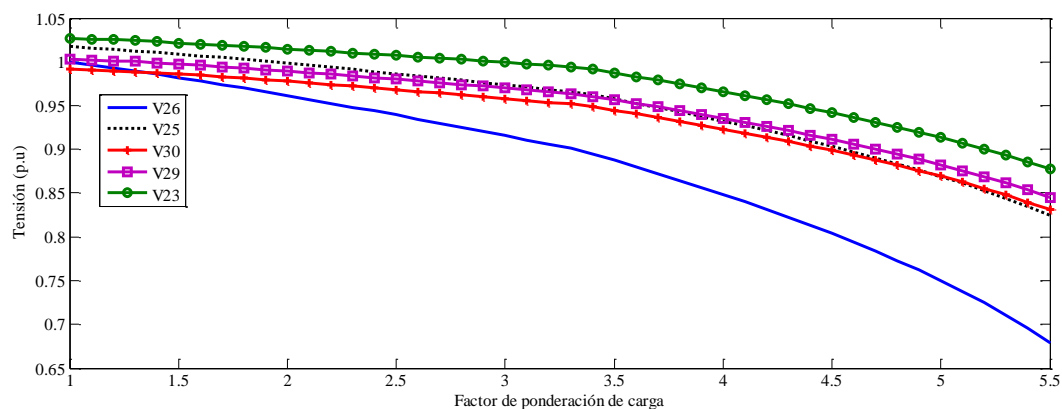
Tabla 4.6: Resultados de los índices analizados ante incremento simultáneo de P y Q en barras 4, 15 y 26.

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
PQ en barras 4, 15 y 26	1	26	0,9476	26	1,0021	26	0,8760	26	0,1491
	2	30	0,6590	30	0,7184	30	0,6141	25	0,0706
	3	25	0,6501	25	0,7048	25	0,6025	30	0,0660
	4	29	0,6227	29	0,6779	29	0,5795	29	0,0631
	5	23	0,6005	23	0,6518	23	0,5572	27	0,0526

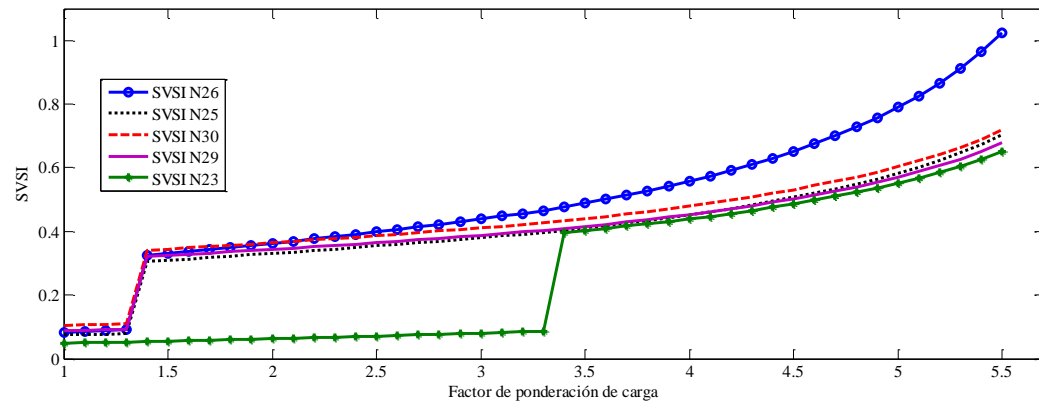
De la tabla se observa como los resultados del SVSI y del índice L son similares en cuanto a la clasificación de las barras mas críticas y con respecto al análisis modal son concordantes.

Los perfiles de tensión de las barras más sensibles se ilustran en la figura 4.13, donde según se espera, se muestra una significativa caída de tensión en la barra 26, debido a que es la barra final del tramo radial.

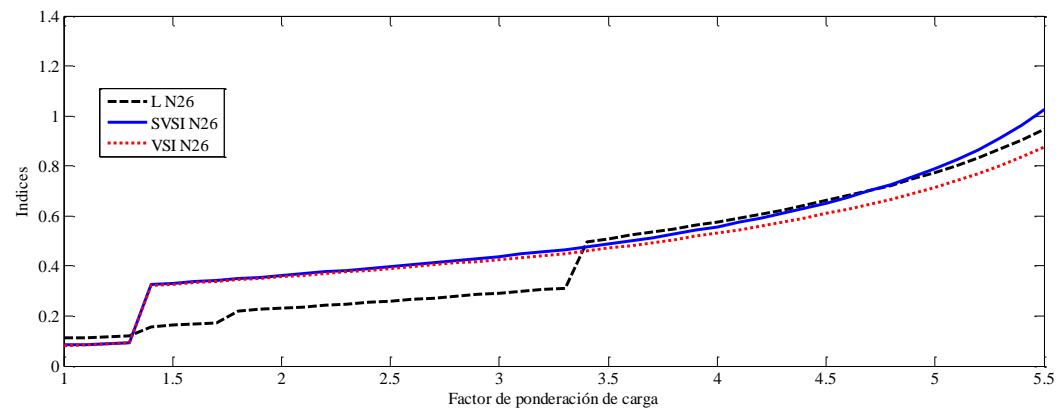
Figura 4.13: Perfil de tensión para barras con mayor caída ante incremento de P y Q en barras 4, 15 y 26.



En la figura 4.14, se observa el comportamiento del índice para las barras más sensibles al incremento de carga, de acuerdo a la tabla 4.6.

Figura 4.14: Evolución del índice SVSI ante incremento de P y Q en barras 4, 15 y 26

En la figura 4.15, se aprecia cómo a partir de un factor de ponderación de carga aproximado de 3,4, el índice SVSI se aproxima al índice L. Sin embargo, a partir de un valor igual a 4,8 el SVSI se incrementa respecto a L. Esto se justifica al observar de la figura 4.13, que el perfil de tensión de la barra 26 presenta gran caída de tensión respecto a las demás barras y esta característica se tiene en cuenta en el cálculo del índice a través del factor de corrección β del índice.

Figura 4.15: Evolución de los índices en barra 26 ante incremento de P y Q en barras 4, 15 y 26.

▪ Resultados debido a la salida de líneas.

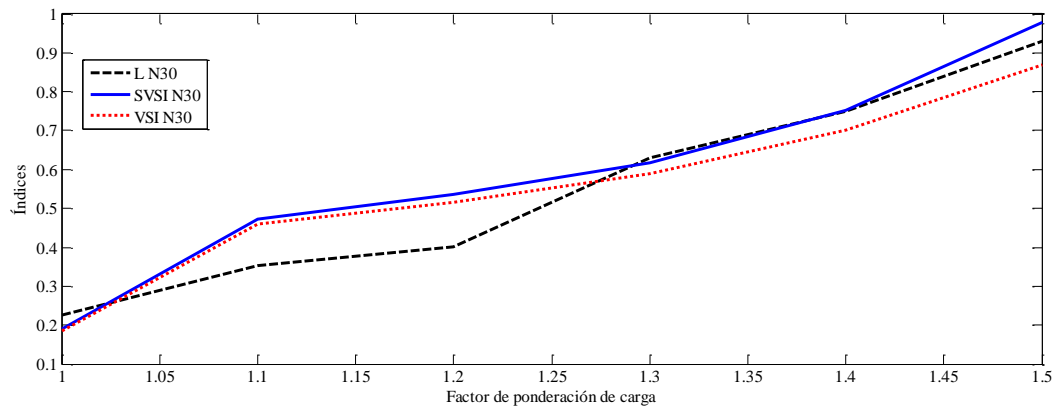
En esta sección se muestra el comportamiento del índice propuesto ante diferentes contingencias del tipo salida de líneas, para verificar su validez.

Teniendo en cuenta que la barra 30 es una de las más críticas del sistema en cuanto a la estabilidad de tensión, se analiza el efecto que tiene el incremento de la carga en el sistema cuando la línea 27-30 está fuera de servicio. Los resultados de la tabla 4.7 son aquellos obtenidos para esta contingencia en el punto máximo de cargabilidad del SEP.

Tabla 4.7: Resultados de los índices analizados ante salida de línea 27-30

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
Salida L27-30	1	30	0,9298	30	0,9789	30	0,8702	30	0,1643
	2	29	0,7126	29	0,7463	29	0,6635	29	0,1100
	3	26	0,5866	26	0,6110	26	0,4791	26	0,0650
	4	24	0,5472	24	0,5718	24	0,5084	25	0,0533
	5	19	0,5460	19	0,5715	19	0,5080	27	0,0519

Los resultados de la tabla 4.7, reflejan la condición crítica del ramal superior del circuito, al suprimirse una de las líneas principales de alimentación L₂₇₋₃₀. Esto necesariamente influye sobre la estabilidad de la barra 29, como claramente lo reflejan los tres índices. En la figura 4.16 se aprecia el comportamiento del índice SVSI y L en la barra 30 ante la contingencia bajo análisis.

Figura 4.16: Evolución de los índices en barra 30 ante salida de línea 27-30.

Se consideraron adicionalmente otras salidas individuales de líneas en el SEP, para analizar la estabilidad a través de los índices propuestos, tal como se presenta en la tabla 4.8. Se realizó la selección de las líneas que se desconectan, considerando algunas de las 10 salidas más críticas para el sistema de 30 barras, de acuerdo a la clasificación presentada en (Dester and Castro, 2009).

Tabla 4.8: Resultados de los índices analizados ante salidas de líneas

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
Salida L2-5	1	5	0,8910	5	0,9602	5	0,8743	26	0,0577
	2	30	0,7475	30	0,7667	30	0,6981	30	0,0565
	3	29	0,6943	29	0,7109	29	0,6473	29	0,0533
	4	26	0,6918	26	0,7051	26	0,6420	25	0,0488
	5	24	0,6494	24	0,6624	24	0,6031	24	0,0441
Salida L1-3	1	30	0,8669	30	0,8821	30	0,8100	26	0,0567
	2	26	0,8142	26	0,8243	26	0,7570	30	0,0547
	3	29	0,8089	29	0,8222	29	0,7551	29	0,0516

Tabla 4.8: (Continuación)

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
	4	19	0,7813	19	0,7922	19	0,7275	25	0,0488
	5	24	0,7785	24	0,7892	24	0,7247	24	0,0473
Salida L4-12	1	14	0,8178	14	0,8322	14	0,7828	14	0,0607
	2	15	0,7924	15	0,8059	15	0,7581	15	0,0591
	3	12	0,7901	12	0,8050	12	0,7572	18	0,0578
	4	18	0,7639	18	0,7761	18	0,7301	23	0,0576
	5	23	0,7567	13	0,7696	13	0,7222	12	0,0566

Para este caso se puede apreciar que debido a la topología de la red de 30 barras, no necesariamente ante la salida de una línea, las barras a las que interconecta se tornan más sensibles a una inestabilidad de tensión. Esto se ve reflejado en los resultados entregados por la tabla 4.8, donde la barra 30 que es la más alejada a las barras de generación, es la más crítica ante la mayoría de contingencias analizadas.

En las figuras 4.17 a 4.19 se ilustra el comportamiento de los índices ante la salida de las líneas respectivas analizadas en la tabla 4.7.

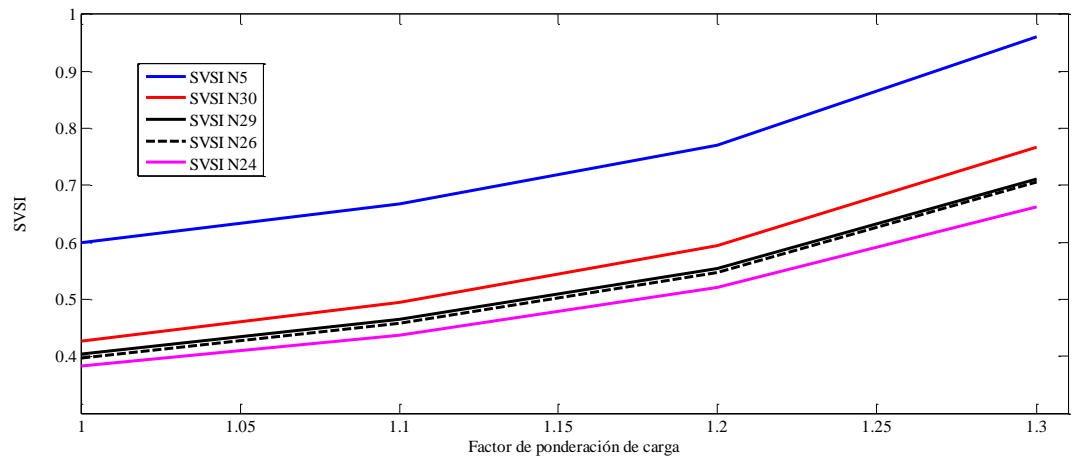
Figura 4.17: Evolución del índice SVSI para barras más sensibles ante salida de línea 2-5 e incremento de P y Q en barras de carga.

Figura 4.18: Evolución de los índices en barra 30 ante salida de línea 1-3 e incremento de P y Q en barras de carga.

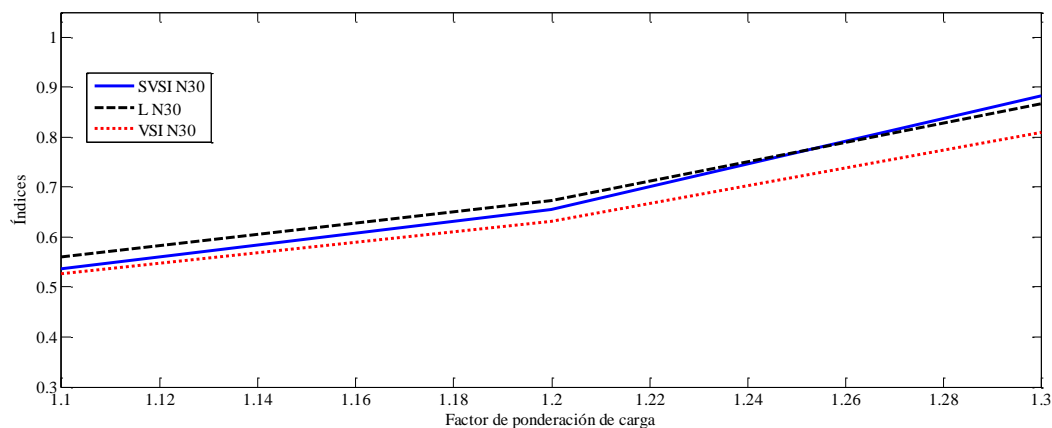
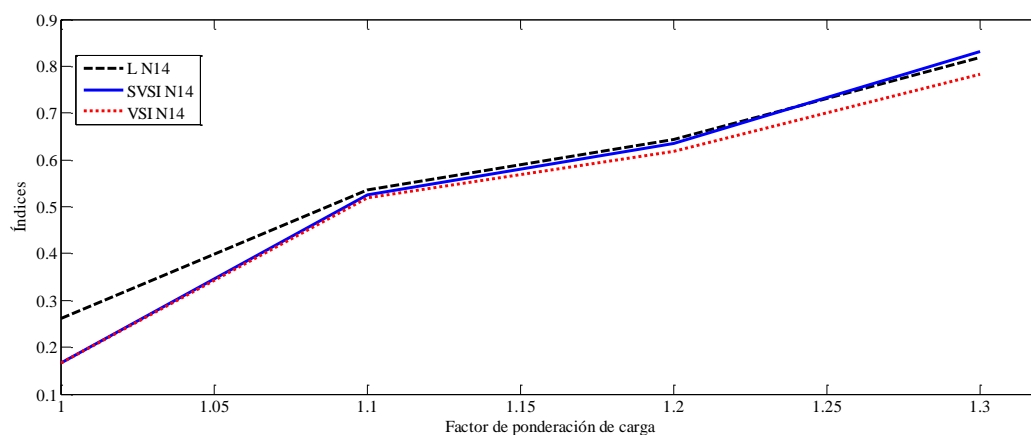


Figura 4.19: Evolución de los índices en barra 14 ante salida de línea 4-12 e incremento de P y Q en barras de carga.



▪ Resultados debido a la salida de generador.

Adicionalmente a las pruebas anteriores, en esta sección se presentan las pruebas realizadas al índice propuesto en el caso de contingencias del tipo salida de generadores.

El sistema IEEE de 30 barras cuenta con cinco barras del tipo PV de las cuales dos son generadores y tres compensadores síncronos. Con el fin de verificar el comportamiento del índice SVSI cuando uno de los generadores está fuera de servicio y se incrementa la carga en el sistema, se realizaron pruebas cuyos resultados se presentan en la tabla 4.9.

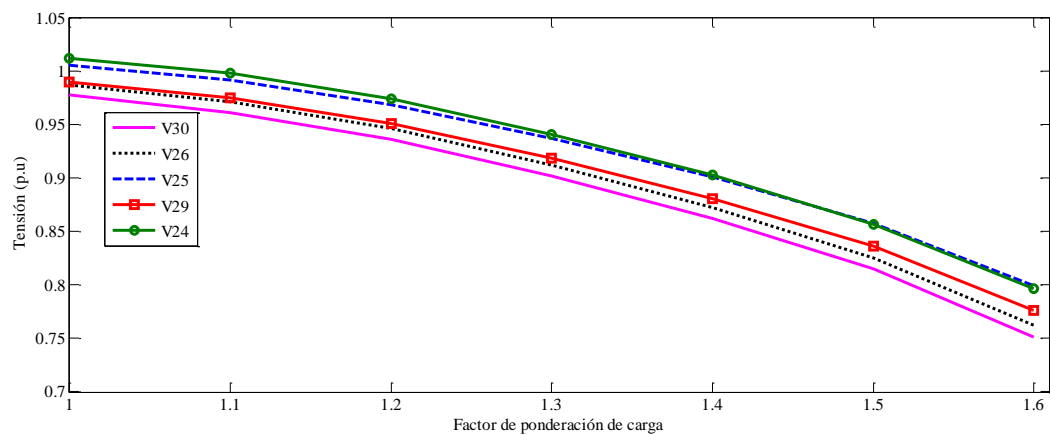
Tabla 4.9: Resultados de los índices analizados ante salida del generador G2

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
Salida G2	1	30	0,8537	30	0,8817	30	0,7976	26	0,06792
	2	26	0,7844	26	0,8043	26	0,7275	30	0,06633

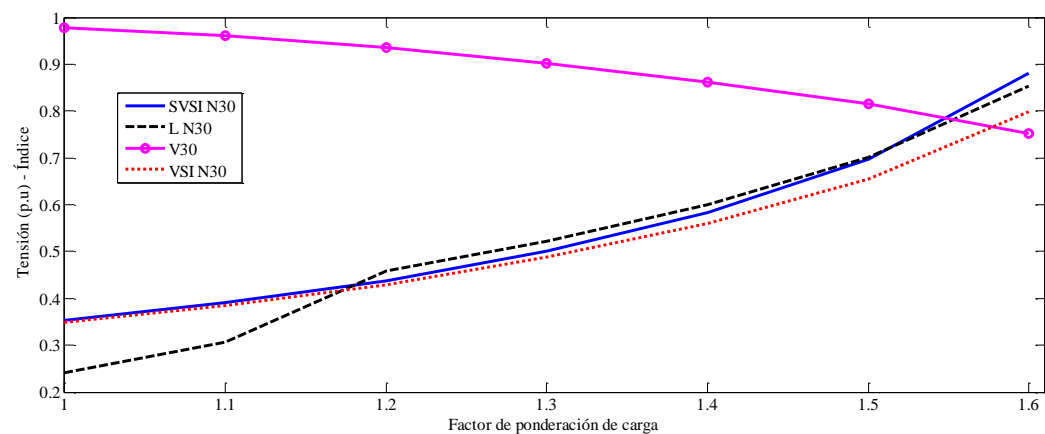
Tabla 4.9: (Continuación)

Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
3	29	0,7771	29	0,8007	29	0,7243	29	0,06116
4	24	0,7338	24	0,7525	24	0,6807	25	0,05428
5	25	0,7141	25	0,7331	19	0,6805	24	0,05111

Según los resultados de la tabla 4.9, la barra más alejada de las fuentes es la más afectada ante la falencia de una de ellas, tal como se comprueba con la barra 30, al presentar el índice más alto ante esta contingencia. En la figura 4.20, se aprecian los perfiles de tensión que corroboran la clasificación dada por los índices L y SVSI, donde la barra 30 es la más propensa a sufrir inestabilidad de tensión.

Figura 4.20: Perfiles de tensión para barras más sensibles ante salida de G2

En la figura 4.21, se ilustra el comportamiento del índice SVSI para la barra 30, ante el incremento simultáneo de carga y además considerando la salida del generador dos, con respecto al índice L. Este escenario permite comprobar que bajo ciertas circunstancias, el SVSI presenta menor discontinuidad que el índice L, debido a que sólo se afecta cuando conmuta el generador más cercano a la barra.

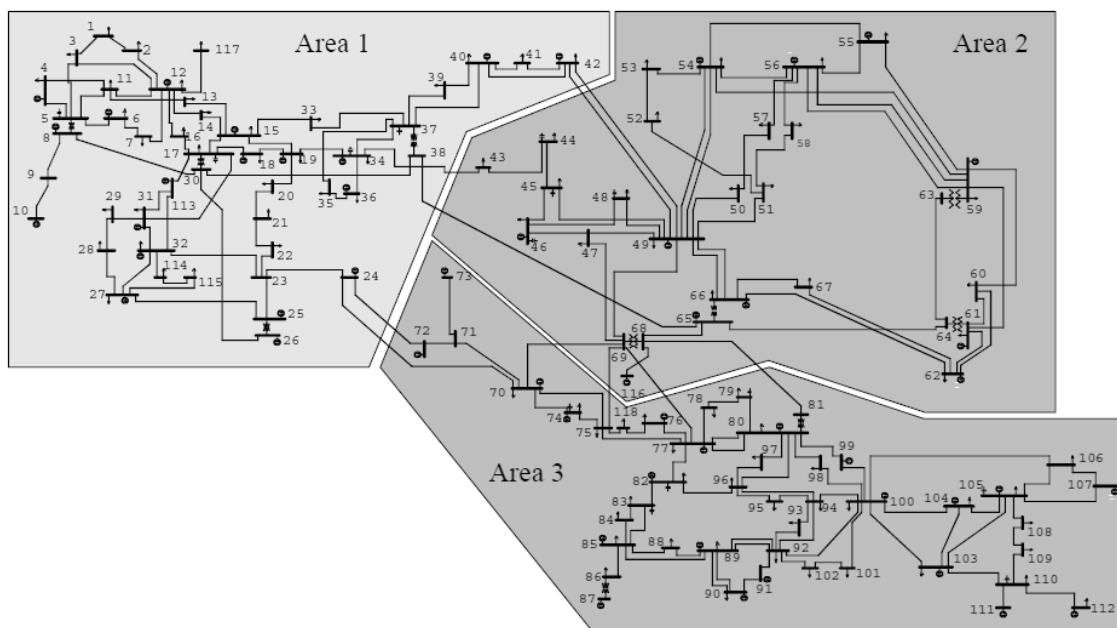
Figura 4.21: Evolución de los índices ante salida de G2.

De acuerdo a los diferentes escenarios analizados en este numeral para el sistema IEEE de 30 barras, se demuestra que el índice SVSI responde de manera satisfactoria y conforme a lo previsto por los otros índices de estabilidad de tensión. Con el fin de generalizar su aplicación, en el siguiente numeral se considera su aplicación sobre un sistema de potencia de mayor tamaño.

4.4.2 Sistema IEEE de 118 barras.

El sistema de 118 barras es un sistema cuyas dimensiones le permiten aproximarse a los sistemas reales, lo que lo hace apto para validar la metodología propuesta por el índice SVSI. Este sistema es una simplificación de una parte del sistema de potencia del medio-oeste de los Estados Unidos en el año 1932 y está dividido en las tres zonas que se presentan en el diagrama unifilar de la figura 4.22.

Figura 4.22: Sistema IEEE 118 barras

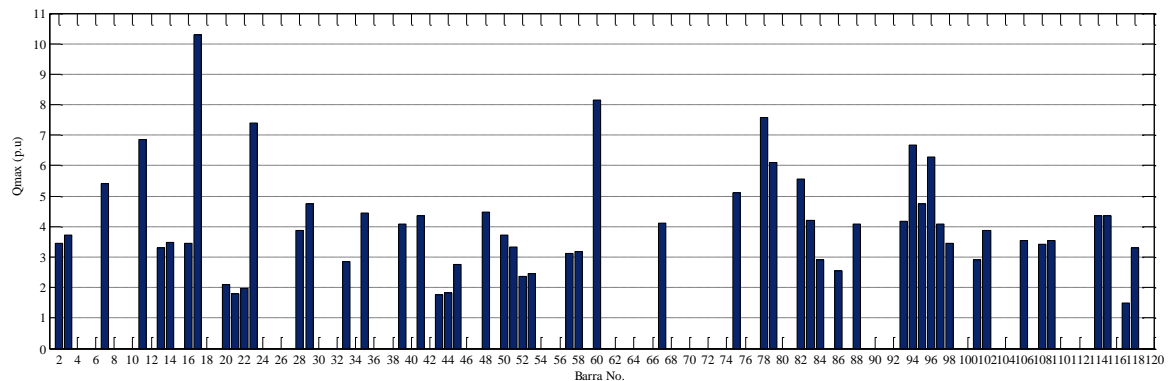


Fuente: S. Repo., "On-line voltage Stability Assessment of Power System –An Approach of Black-box Modeling"

El sistema está conformado por 54 generadores y 177 líneas de transmisión. Los detalles del sistema se encuentran en (PSTCA, 1999).

- **Máxima cargabilidad reactiva del sistema.**

Con el fin de comprobar la validez del índice propuesto en la identificación de barras más críticas desde el punto de vista de estabilidad de tensión, se realiza inicialmente un análisis de la máxima cargabilidad reactiva que presenta el sistema. Para esto se incrementa progresivamente la potencia reactiva en cada una de las barras de carga, dejando las otras barras fijas, hasta alcanzar el punto de colapso de tensión. Los resultados obtenidos se ilustran en la figura 4.23:

Figura 4.23: Máxima carga reactiva permisible de barras de carga para sistema IEEE 118 barras

Con el análisis de la figura 4.23, se concluye que en el área 1 del sistema IEEE 118, se encuentra la barra más crítica definida como 117 y que dicha área alberga la región que es la más débil desde el punto de vista de estabilidad de tensión, debido a que hay un mayor número de barras con más bajo soporte de potencia reactiva, tal es el caso de las barras 20, 21 y 22. Esta información es un punto de partida para realizar la comprobación del índice SVSI, ante los siguientes escenarios:

- Incremento de potencia P y Q en forma independiente en algunas barras de carga.
- Incremento independiente de potencia reactiva Q en las barras de carga.
- Incremento de potencia activa P en barras individuales.
- Incremento de P y Q simultáneamente en determinadas barras.
- Salida de líneas de transmisión e incremento de reactivos en el sistema.
- Salida de generador e incremento de P y Q en el sistema.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada uno de estos escenarios:

▪ **Resultados debido al incremento individual de P y Q en barras 1, 46, 84 y 67.**

Para las barras definidas anteriormente, se incrementa la carga reactiva en forma independiente, con el fin de comprobar la validez del índice frente a las otras metodologías. La selección de las barras se realizó con el fin de analizar al menos una contingencia en cada una de las zonas del SEP definidas en la figura 4.22. En la tabla 4.10, se ilustran los resultados obtenidos para el punto más crítico:

Tabla 4.10: Resultados ante incremento individual de potencias P y Q en algunas barras de carga

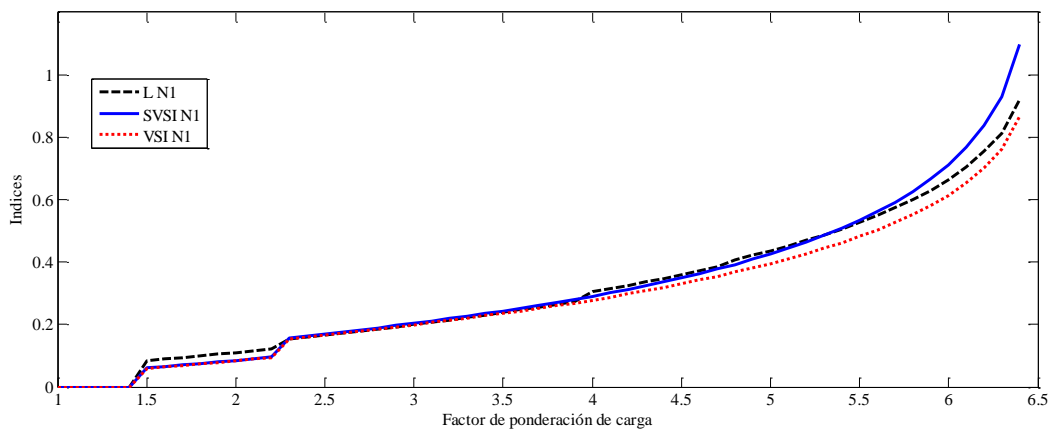
	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
PQ barra 1	1	1	1,1252	1	0,972	1	0,8654	1	0,4772
	2	3	0,5183	3	0,5999	3	0,4732	3	0,2191
	3	2	0,4008	2	0,4528	2	0,3572	2	0,1479
	4	117	0,2084	117	0,207	117	0,1633	117	0,0384
	5	12	0,1652	22	0,1829	22	0,1443	12	0,0287

Tabla 4.10: (Continuación)

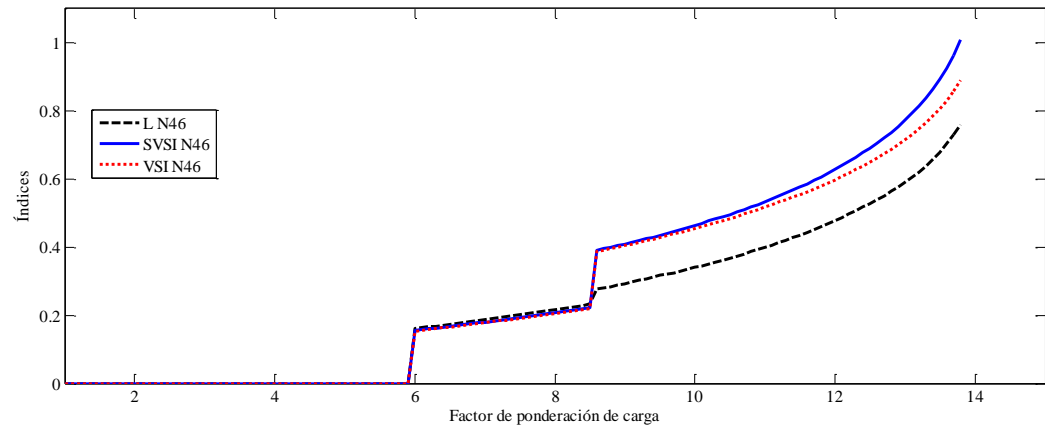
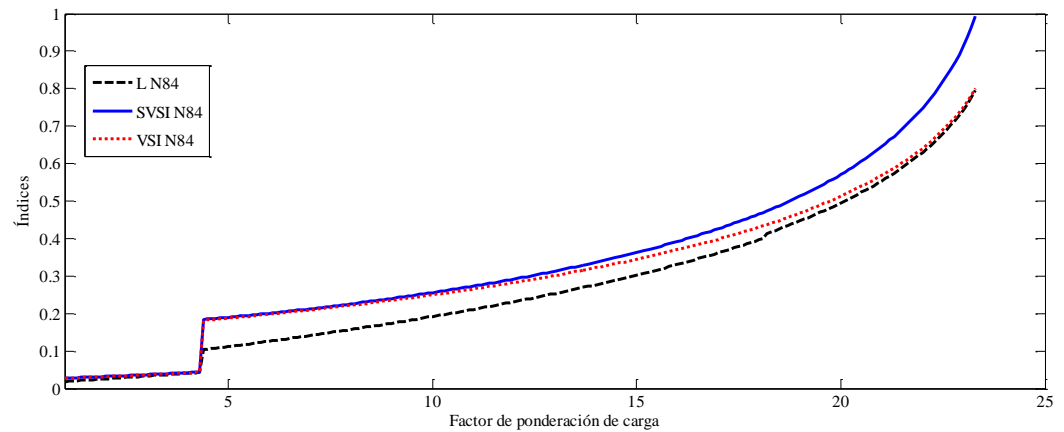
	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
PQ barra 46	1	46	0,7594	46	1,0086	46	0,8884	46	0,3093
	2	45	0,4765	45	0,7081	45	0,6237	45	0,2305
	3	44	0,4105	44	0,6608	44	0,5820	44	0,2132
	4	47	0,2541	47	0,3816	47	0,3361	47	0,0772
	5	48	0,2169	48	0,3796	48	0,3343	48	0,0653
PQ barra 84	1	84	0,8021	84	0,9988	84	0,8014	84	0,5651
	2	85	0,3149	85	0,4187	85	0,3451	85	0,1464
	3	83	0,2912	83	0,4139	83	0,3415	83	0,1192
	4	86	0,2068	82	0,2735	86	0,2249	86	0,0712
	5	82	0,1875	86	0,1904	82	0,1575	82	0,0442
PQ en barra 67	1	67	0,9921	67	1,0032	67	0,8377	67	0,8196
	2	62	0,1477	66	0,2003	66	0,1608	62	0,0660
	3	60	0,0681	102	0,1646	102	0,1322	66	0,0433
	4	44	0,0663	9	0,159	9	0,1277	60	0,0213
	5	21	0,0585	22	0,149	22	0,1196	61	0,0189

De la tabla 4.10, se aprecia una correspondencia entre las cuatro metodologías. A continuación en las figuras 4.24 a 4.29 se muestra el comportamiento de los índices de tensión para cada uno de los escenarios descritos.

Figura 4.24: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 1 del sistema IEEE118



Se resalta como la barra 1 es del tipo PV con carga, por esto inicialmente el índice SVSI es igual a cero de acuerdo a la figura 4.24. Antes de alcanzar un factor de ponderación de carga cercano a 1.5, el generador conmuta debido a que se alcanzan los límites por reactivos y esto hace que la barra presente a partir de allí un índice SVSI diferente de cero.

Figura 4.25: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 46 del sistema IEEE118**Figura 4.26:** Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 84 del sistema IEEE118

En la figura 4.27 se presenta un comparativo entre el valor de los índices L y SVSI para todas las barras del sistema IEEE 118, ante el incremento de P y Q en la barra 84.

Figura 4.27: Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema IEEE 118 ante el incremento de P y Q en la barra 84.

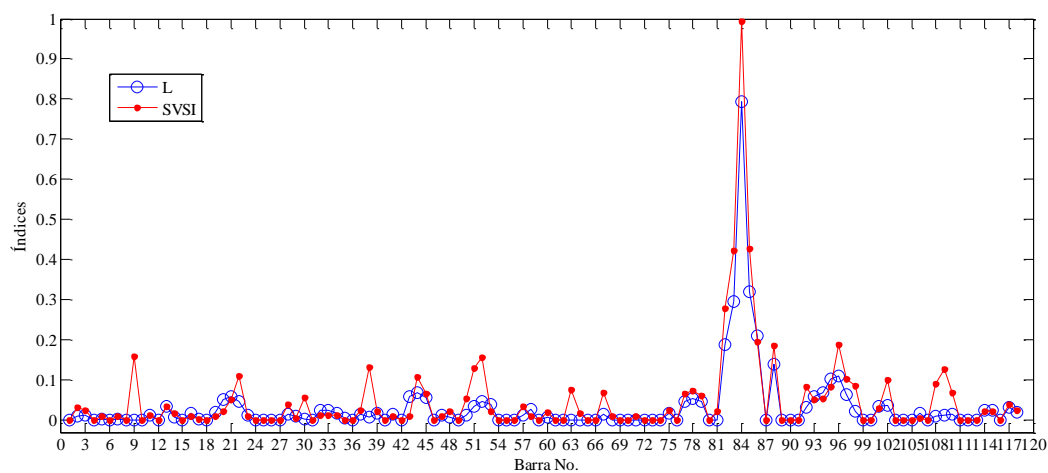


Figura 4.28: Respuesta de los índices ante incremento de P y Q en barra 67 del sistema IEEE118

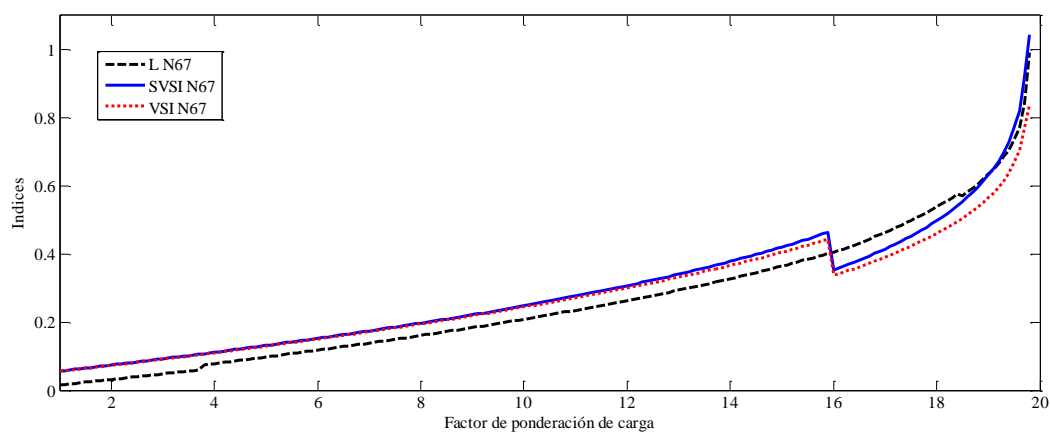
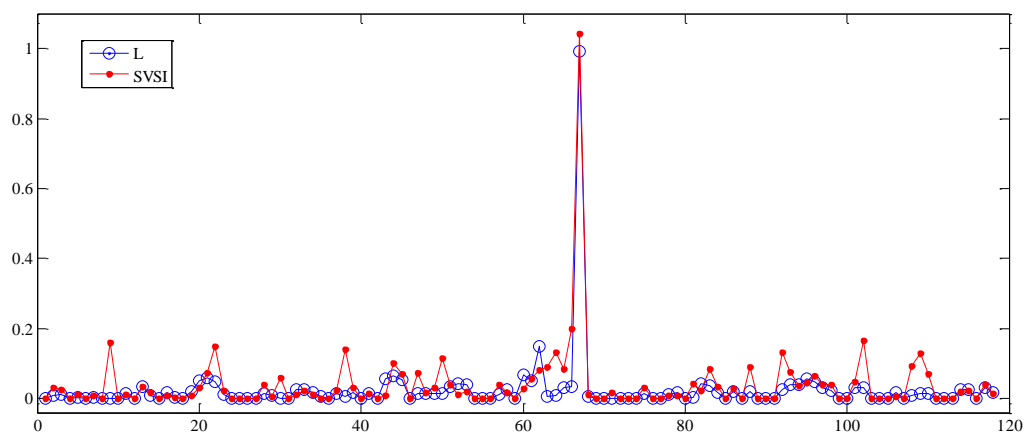


Figura 4.29: Comportamiento de los índices en todas las barras ante incremento de P y Q en barra 67



En la figura 4.29 se muestra el valor del índice para el último punto del escenario especificado, para todas las barras del sistema. De allí se puede analizar como el SVSI es muy sensible a las variaciones de tensión más grandes que se presentan en el sistema, ya que tiene un valor más alto que el índice L.

▪ Resultados debido al incremento de carga reactiva Q en barras individuales

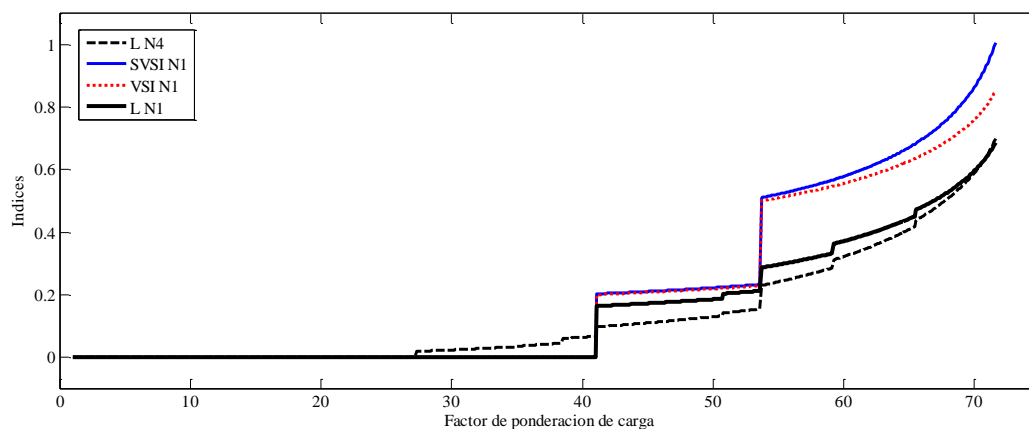
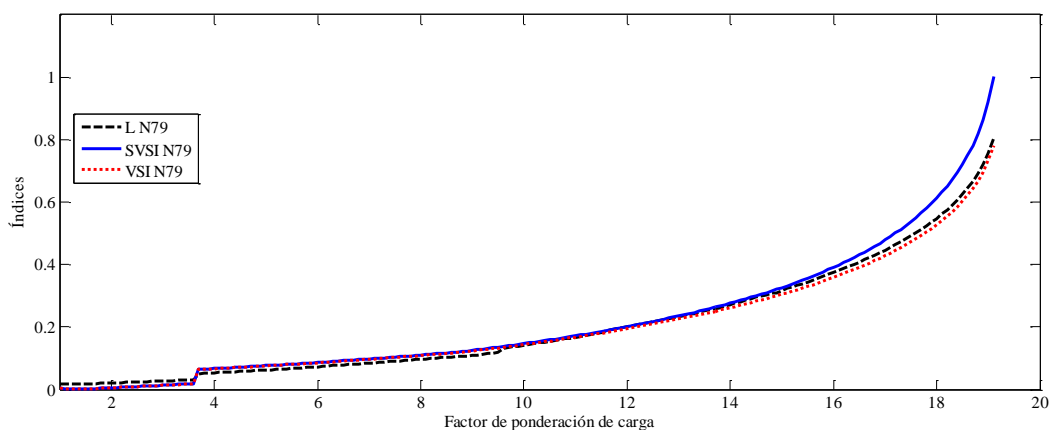
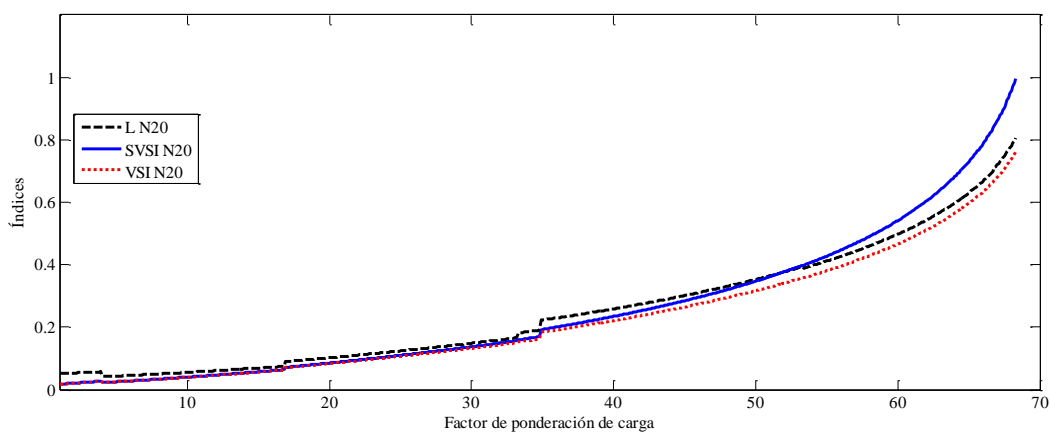
Con el fin de verificar el comportamiento del índice propuesto bajo diferentes condiciones de operación, se consideró también incrementos de sólo potencia reactiva en barras específicas (4, 79 y 20) una a la vez. A continuación en la tabla 4.11 se resumen los resultados para el último punto.

De la tabla 4.11 se observa como el índice SVSI para el máximo factor de ponderación es un poco mayor que uno. Esto se debe a que dependiendo de la topología del sistema, la distancia al generador más cercano (considerada como una aproximación a la caída de tensión en la impedancia de Thevenin) puede sobreestimarse o subestimarse y esto influye sobre el cálculo del índice. Se comprueba como para un sistema enmallado como el analizado, esta consideración es notable en comparación con el sistema IEEE de 30 barras. Adicionalmente, se observa una vez más, la consistencia en el ordenamiento de las barras más críticas definido por las tres metodologías.

Tabla 4.11: Resultados de los índices analizados ante incremento de potencia reactiva Q individual

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
Q =8,66 p.u en barra 4	1	4	0,7719	1	1,1000	1	0,9138	4	0,1109
	2	1	0,7461	3	1,0617	3	0,8733	1	0,0897
	3	3	0,7149	4	1,0389	4	0,8545	3	0,0879
	4	2	0,6626	117	1,0389	117	0,8465	5	0,0803
	5	117	0,6573	2	1,0242	2	0,8424	2	0,0767
Q= 6,112 p.u en barra 79	1	79	0,8072	79	1,0006	79	0,7813	79	0,3910
	2	78	0,4405	78	0,5463	78	0,4261	78	0,1565
	3	77	0,293	76	0,3985	76	0,3108	77	0,0832
	4	76	0,289	77	0,3641	77	0,2841	80	0,0461
	5	118	0,2394	118	0,3447	118	0,2689	76	0,0432
Q =2,049 p.u en barra 20	1	20	0,805	20	0,9971	20	0,7618	20	0,4978
	2	21	0,5601	21	0,6958	21	0,5316	21	0,3164
	3	22	0,3202	22	0,3876	22	0,2962	22	0,1303
	4	19	0,1761	19	0,1815	19	0,1387	19	0,02635
	5	18	0,12	102	0,1709	102	0,1306	18	0,0103

A continuación se presenta en las figuras 4.30 a 4.32, el comportamiento de los índices con respecto al incremento en el factor de ponderación de carga.

Figura 4.30: Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 4 del sistema IEEE118**Figura 4.31:** Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 79 del sistema IEEE118**Figura 4.32:** Respuesta de los índices ante incremento de Q en barra 20 del sistema IEEE118

A partir de las gráficas anteriores se aprecia la condición de criticidad que demuestra el SVSI para la barra en la cual se realiza el incremento, al alcanzar casi un valor igual a 1, mientras el índice L establece una condición de aproximación al punto crítico sin alcanzarlo. Esto es un factor de diferencia entre ambos planteamientos a favor del SVSI, debido que muestra mayor sensibilidad ante las contingencias antes consideradas.

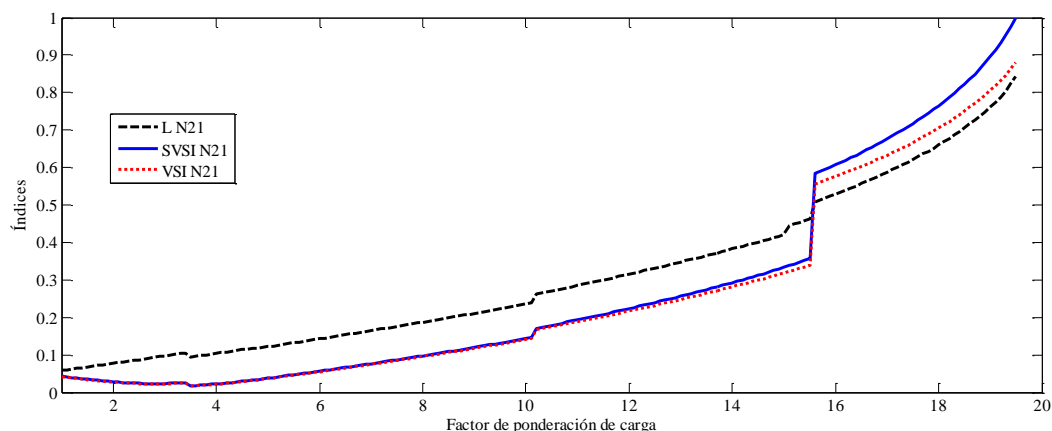
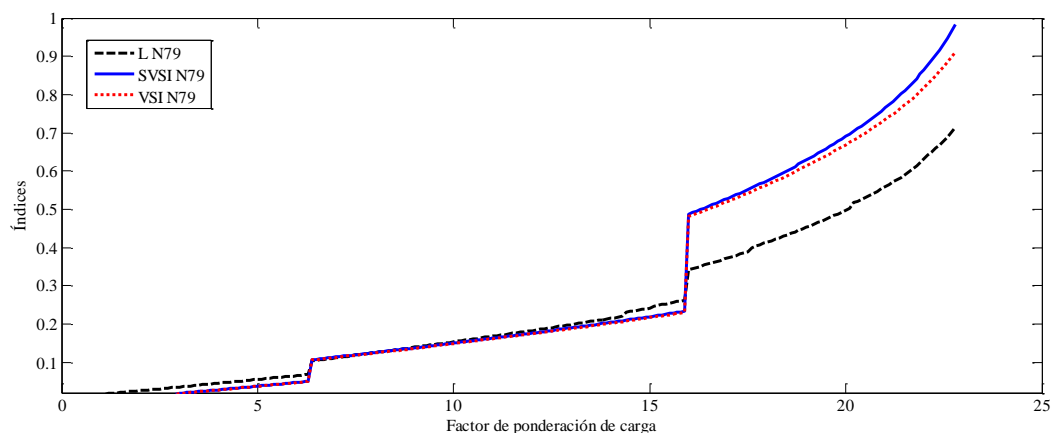
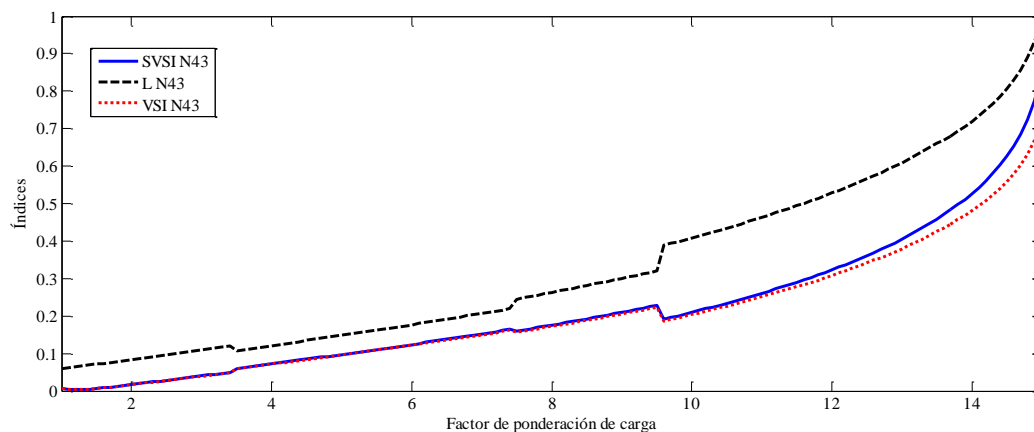
▪ **Resultados debido al incremento de potencia activa P en barras individuales.**

Otras pruebas adicionales que se realizaron para analizar el comportamiento de los índices, consisten en incrementos de potencia activa en barras individuales sobre el sistema en cada una de las tres zonas definidas inicialmente según la figura 4.22. La tabla 4.12 recoge los resultados obtenidos para los incrementos de potencia en las barras 21, 43 y 79.

Tabla 4.12: Resultados de los índices analizados ante incremento P en barras individuales

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
P =2,75 p.u en barra 21									
	1	21	0,8434	21	1,0004	21	0,8811	21	0,4158
	2	20	0,5515	22	0,617	22	0,5434	22	0,2827
	3	22	0,5259	20	0,519	20	0,4571	20	0,2523
	4	19	0,1827	102	0,1485	102	0,1308	19	0,0217
	5	18	0,1326	44	0,147	44	0,1295	18	0,0090
P = 2, 66 p.u en barra 43									
	1	43	0,9914	43	0,8556	43	0,7251	43	0,6115
	2	44	0,3987	44	0,4607	44	0,3905	44	0,2014
	3	45	0,1962	38	0,4086	38	0,3463	45	0,0489
	4	36	0,1905	45	0,2105	45	0,1784	34	0,0336
	5	35	0,1882	49	0,1718	49	0,1456	36	0,0312
P =8,97 p.u en barra 79									
	1	79	0,713	79	0,9822	79	0,9119	79	0,1641
	2	78	0,4868	78	0,7254	78	0,6734	78	0,1255
	3	77	0,3586	77	0,5774	77	0,5360	77	0,0868
	4	76	0,3555	76	0,5436	76	0,5046	76	0,0825
	5	118	0,2979	118	0,4633	118	0,4301	118	0,0597

En las figuras 4.33 a 4.35, se observa cómo para el caso de incremento de sólo potencia activa, el índice SVSI se retrasa respecto al índice L, para algunos valores de ponderación de carga y especialmente ante el incremento de la potencia activa en la barra 43.

Figura 4.33: Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 21 del sistema IEEE118**Figura 4.34:** Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 79 del sistema IEEE118**Figura 4.35:** Respuesta de los índices ante incremento de P en barra 43 del sistema IEEE118

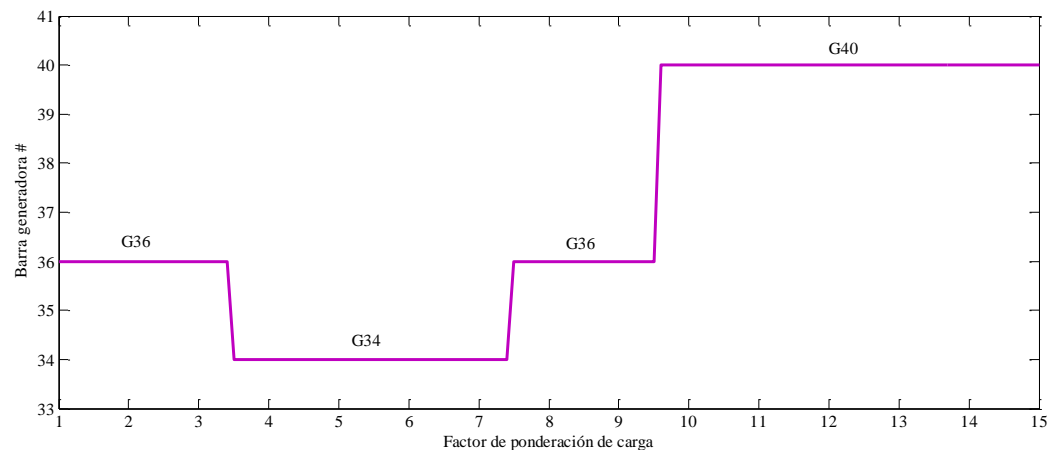
El comportamiento antagónico que se observa de los índices SVSI y L en los instantes de conmutación presentados en la figura 4.35 (cuando un índice se incrementa el otro disminuye y viceversa), se justifica al realizar el análisis del flujo de carga para cada uno de los incrementos en

la demanda. En este caso especial, ante el cambio de generador más cercano, la barra 43 tiene un nivel de tensión un poco mayor que el nuevo generador más cercano, por lo cual la diferencia de tensión es más grande y de acuerdo a la formulación del índice SVSI, esta condición consigue aumentar su valor. La diferencia de los índices SVSI y L de la figura 4.35, ante una condición de carga como la descrita en este numeral, es notable y debe atribuírsele a las características de conmutación presentadas por los generadores más cercanos a la barra 43.

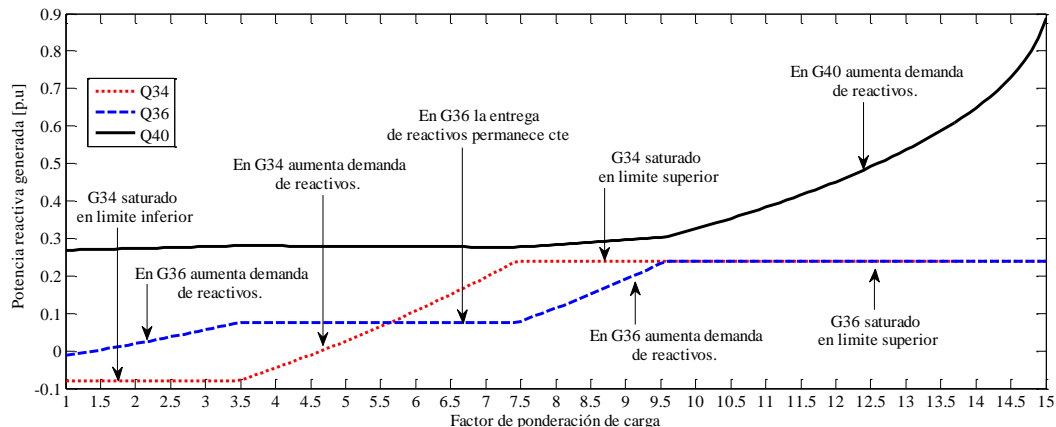
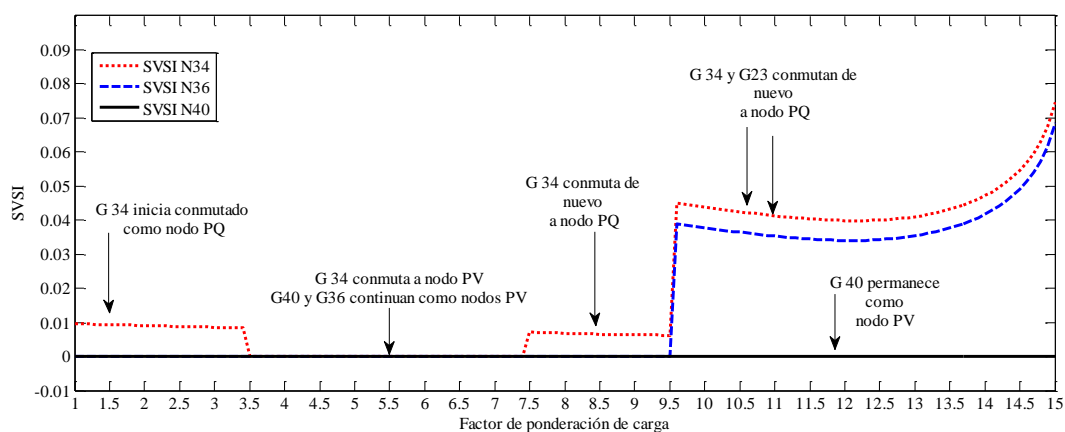
Como ya se mencionó, un caso particular, es el escenario de incremento de la potencia activa en la barra 43, presentado en la figura 4.35, donde se observa cómo en los puntos de conmutación de las barras generadoras, los índices SVSI y el L, responden en forma opuesta, ya que mientras el índice L disminuye, el SVSI presenta un incremento en su valor. Este escenario también permite comprobar que no necesariamente la selección del generador más cercano a una barra, está definida por el alcance de los límites de reactivos, sino también por las condiciones operativas de la red, que pueden cambiar el estado del SEP y visibilizar algunos generadores momentáneamente para las barras bajo estudio.

Para explicar el fenómeno presentado en la figura 4.35, se presenta en la figura 4.36 el generador que la barra 43 considera más cercano a medida que se incrementa la potencia activa en la barra.

Figura 4.36: Generador más cercano a la barra 43 ante incremento de P.



En la grafica 4.36 se observa que los generadores más cercanos a la barra 43 son G34, G36 y G40, para las diferentes demandas de potencia activa consideradas. Se aprecia que el G36 es la barra más cercana para dos rangos diferentes del factor de ponderación de carga, con lo cual se involucra en el cálculo del índice. Para explicar este comportamiento se requiere analizar las figuras 4.37 y 4.38, las cuales corresponden a la potencia suministrada por los generadores más cercanos a la barra 43 y a los índices SVSI de cada una de las barras respectivas.

Figura 4.37: Potencia reactiva generada por barras más cercanas a barra 43.**Figura 4.38:** Comportamiento de los índices SVSI en barras más cercanas a barra 43

A partir de la definición del índice SVSI se considera la distancia eléctrica existente entre barras de carga y de generación, regida por los elementos de la matriz R_{LG} . De acuerdo a lo anterior, los generadores vistos desde la barra 43 para valores bajos del factor de ponderación son el G40 y el G36, pero éste último es considerado como el más cercano según la matriz calculada para esa condición de operación inicial. La ausencia del G34 en la matriz, se debe a que éste inicia limitado en reactivos (por límite inferior), lo cual se corrobora con el valor del índice SVSI diferente de cero (nodo PQ). Esta condición se mantiene, hasta un factor de ponderación de carga igual a 4.5, donde debido a la demanda del SEP y a la respuesta de éste, se incrementa la potencia reactiva demandada en el generador G34, hasta los límites de operación preestablecidos (según figura 4.37) y el generador vuelve a tener control nuevamente de la tensión (conmuta a nodo PV). Este fenómeno se muestra en el comportamiento del índice SVSI en el nodo N34, que se hace cero a partir de este factor de ponderación. Es importante anotar que aunque el generador G36 no ha alcanzado los límites, a partir del factor de carga igual a 3.5, ya no es el más cercano a la barra 43. Esto permite deducir, que el cambio de referencia del generador más cercano a una barra de carga en un instante dado, está determinado por tres condiciones básicas:

- Límite de la capacidad de reactivos en el generador considerado en un instante determinado como el más cercano.

- b) Cambio en la topología de la red. Por ejemplo, ante la salida de una línea en el sistema, se pierde la referencia con el generador más cercano.
- c) Cambio en la demanda de carga del sistema, que permite la participación de otros generadores, que para las condiciones de operación anteriores no se tenían en cuenta.

De acuerdo a la figura 4.36, para un factor de ponderación de carga de 3,5 a 7,5, el generador G34 es el más cercano a la barra 43. Sin embargo, al final de este período debido a la creciente demanda de potencia activa y ante la respuesta del SEP, este generador alcanza su límite superior de reactivos y conmuta a nodo PQ, según el índice de la figura 4.38 y a la saturación que se presenta en la figura 4.37. Para esta condición, la barra 43 retoma al G36 como el más cercano, tal como se muestra en la figura 4.36, condición que se mantiene hasta que se alcanzan los límites de este generador para un factor igual a 9.5. A partir de allí, de acuerdo a la figura 4.36, el G40 se convierte en el generador más cercano a la barra 43.

▪ Resultados debido al incremento de P y Q simultáneamente en barras 1, 102 y 46.

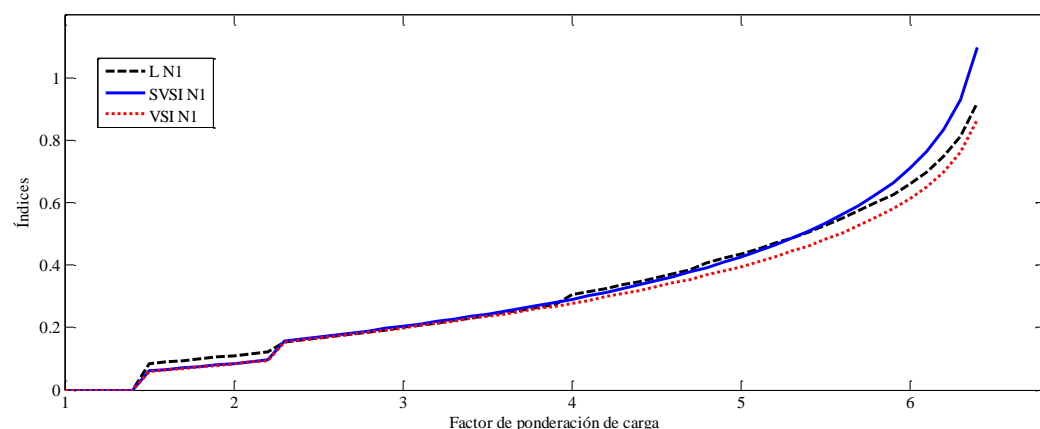
Para este análisis se incrementa la potencia activa y reactiva simultáneamente en los nodos citados, hasta alcanzar la no convergencia del flujo de carga. Los resultados de las tres metodologías se presentan en la tabla 4.13.

Tabla 4.13: Resultados de los índices ante P y Q en barras 1, 102 y 46

	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
PQ en barras 1, 102 y 46	1	1	0,9193	1	1,0001	1	0,8657	1	0,4027
	2	3	0,5184	3	0,6001	3	0,4734	3	0,2013
	3	2	0,4009	2	0,453	2	0,3573	2	0,1252
	4	117	0,2084	44	0,3073	44	0,2424	12	0,0379
	5	46	0,1723	45	0,2444	45	0,1928	117	0,0304

Para esta contingencia, el índice SVSI presenta una similitud con el índice L, para todos aquellos incrementos en los cuales el SEP no se encuentra cercano al punto crítico, tal como se presenta en la figura 4.39.

Figura 4.39: Comportamiento de los índices ante incremento de P y Q en N1, N102, N46, sistema IEEE118



Cuando el SEP se analiza bajo condiciones dinámicas (por ejemplo, considerando los dispositivos de control de los generadores) y bajo condiciones normales de operación, no se tienen valores muy bajos de tensión en sus barras, debido a la actuación de los controladores. Por tanto, para condiciones operativas comprendidas en rangos establecidos por el operario del sistema, el SVSI se comporta en una forma similar al índice L, lo cual valida la efectividad del índice propuesto.

▪ **Resultados debido a la salida de líneas e incremento de P y Q en el sistema.**

La efectividad del índice propuesto también se validó ante contingencias (N-1) en el sistema de 118 barras, con la salida individual de líneas e incremento gradual simultáneo de la carga. La selección de las líneas se realizó al considerar algunas de las primeras 10 salidas más críticas para el sistema de 118 barras, de acuerdo a la clasificación dada en (Dester and Castro, 2009). En la tabla 4.14 se resumen los resultados obtenidos.

De las contingencias analizadas, la mayoría de las clasificaciones coinciden para las dos a tres primeras barras para cada una de las metodologías. De la tabla 4.14, se resaltan dos aspectos:

- La mayoría de las salidas de líneas analizadas (una por vez, a excepción de L8-5), no representan una condición de inestabilidad de tensión para el sistema, debido al valor bajo de los índices.
- No necesariamente la salida de una línea implica que las barras que interconecta, deban presentar una condición crítica (en términos de estabilidad de tensión) y esto se ve reflejado en las contingencias de la tabla 4.14. Existe sin embargo algunas excepciones como la salida de la línea 76-77 y 75-118. Para la mayoría de las contingencias contempladas, se afectan levemente las barras distantes al sitio de contingencia.

Estos dos aspectos se pueden justificar debido a la topología enmallada que presenta el sistema, lo cual lo hace un poco más robusto al presentar más de una ruta entre una barra y otra. Comparativamente con el sistema IEEE 30 barras que presenta una topología menos enmallada y esto se refleja en la gran incidencia que tiene la salida de líneas en la estabilidad de tensión, según los datos registrados en la tabla 4.8.

Tabla 4.14: Resultados de los índices ante salidas de líneas en IEEE 118

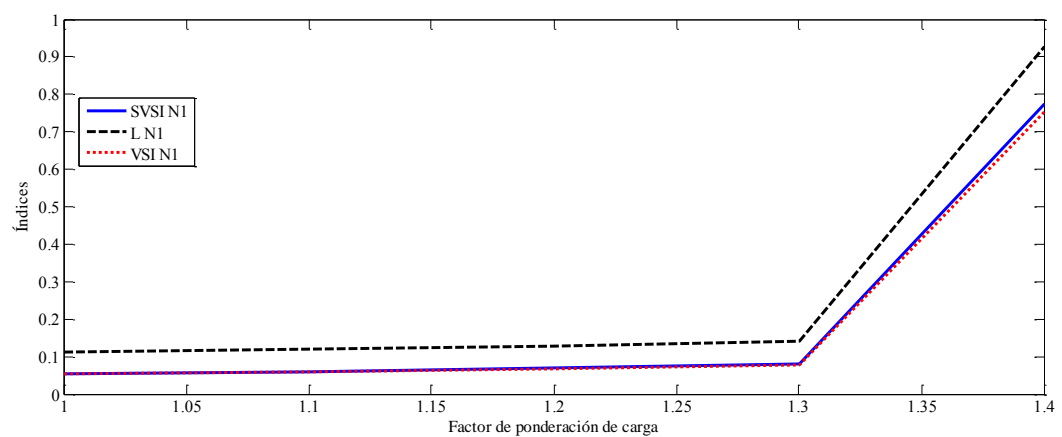
Salida de línea De - a	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
8-5	1	1	0,9283	1	0,775	1	0,7546	117	0,08893
	2	3	0,9157	3	0,7641	3	0,7440	1	0,08445
	3	117	0,8866	117	0,7314	117	0,7121	2	0,08165
	4	2	0,8821	2	0,7288	2	0,7096	3	0,07961
	5	6	0,8645	6	0,7188	6	0,6998	13	0,07544
75-118	1	118	0,4865	118	0,4784	118	0,4411	118	0,5692
	2	76	0,4315	76	0,4201	76	0,3716	76	0,4135
	3	74	0,1339	74	0,3375	74	0,2899	77	0,0048
	4	43	0,1246	70	0,3276	70	0,2801	78	0,0040
	5	1	0,1194	75	0,2912	75	0,2590	79	0,0024
38-65	1	44	0,2168	44	0,8507	44	0,8012	44	0,3398
	2	43	0,2002	45	0,6285	45	0,5919	45	0,2044

Tabla 4.14: (Continuación)

Salida de línea De - a	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
38-65	3	76	0,1946	70	0,4833	70	0,4551	43	0,1848
	4	118	0,1906	118	0,4268	74	0,4167	46	0,0737
	5	45	0,1842	75	0,3877	118	0,4019	48	0,0025
76-77	1	76	0,3974	76	0,6376	76	0,6017	76	0,4671
	2	118	0,3283	118	0,5608	118	0,5293	118	0,2999
	3	74	0,2158	74	0,4645	74	0,4384	75	0,1058
	4	75	0,2154	75	0,4373	75	0,4127	74	0,0978
	5	43	0,1729	70	0,4138	70	0,3905	70	0,0180

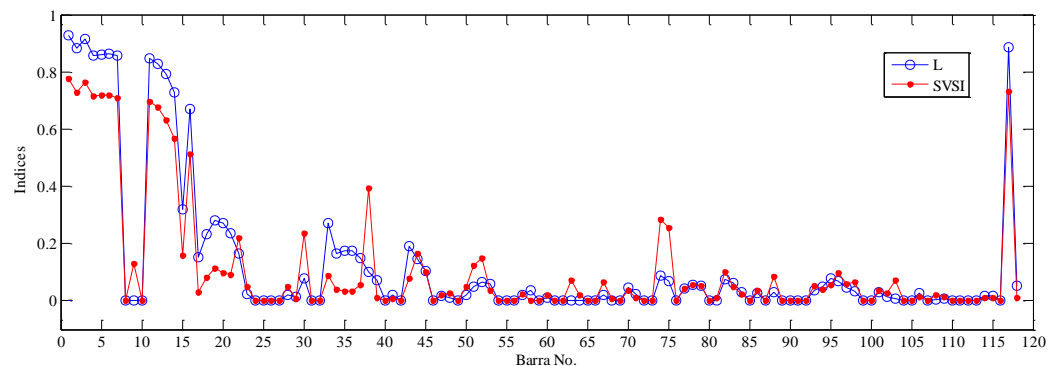
En las figuras 4.40 a 4.47 se presenta la comparación del SVSI con el índice L, para las contingencias presentadas en la tabla 4.14.

Figura 4.40: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 8-5.



En la figura 4.41, se presenta comparativamente el valor de los índices SVSI y L para todas las barras del sistema, en el punto máximo alcanzado en la figura 4.40. Allí se resalta la tendencia que tiene el SVSI ante el índice L.

Figura 4.41: Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema IEEE 118 ante salida de línea 8-5



De la figura 4.41 se aprecia como la salida de la línea 8-5 afecta considerablemente la estabilidad de tensión del área 1 del sistema de 118 barras, ya que se presenta un notable incremento del índice SVSI y L en algunas de las primeras 15 barras del sistema.

Por su parte, la salida de la línea 75-118, no se considera una contingencia tan crítica como la anterior de acuerdo a los valores obtenidos para los índices en la figura 4.42. Sin embargo se observa de la figura 4.43, la influencia que tiene sobre la estabilidad de la barra 117, considerada en un análisis previo como una de las más críticas desde el punto de vista de margen de reactivos.

Figura 4.42: Evolución del índice SVSI y L en barra 118 ante salida de línea 75-118.

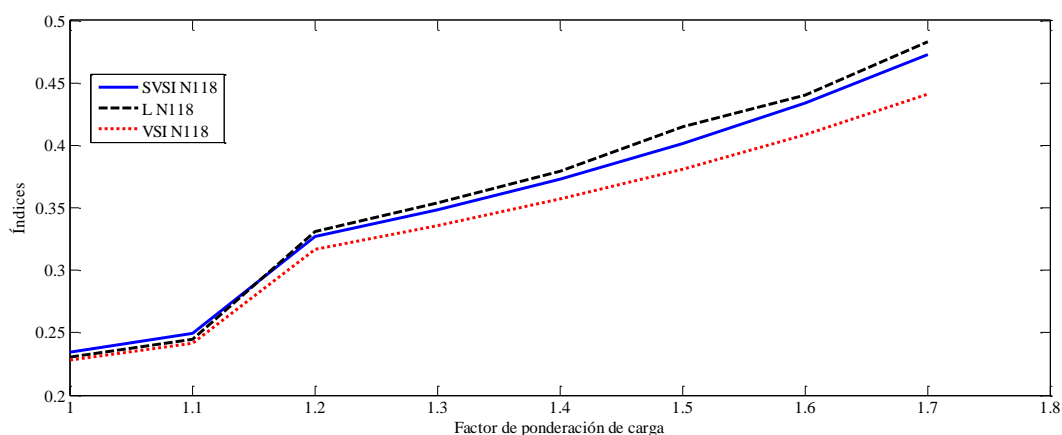
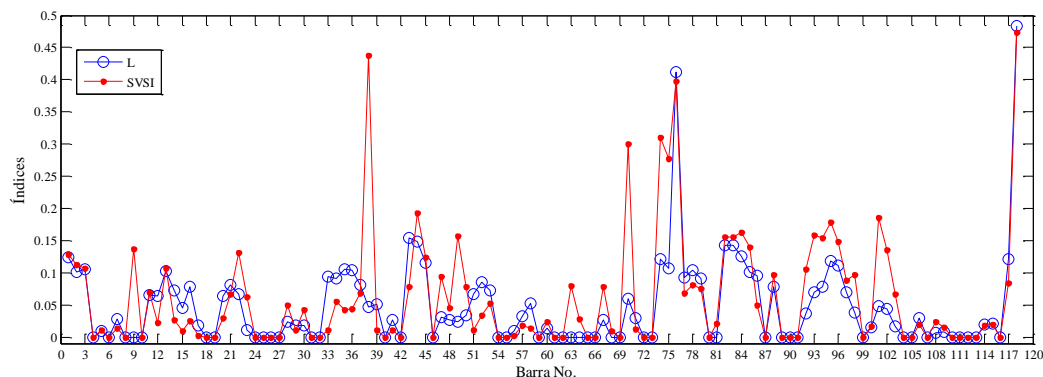
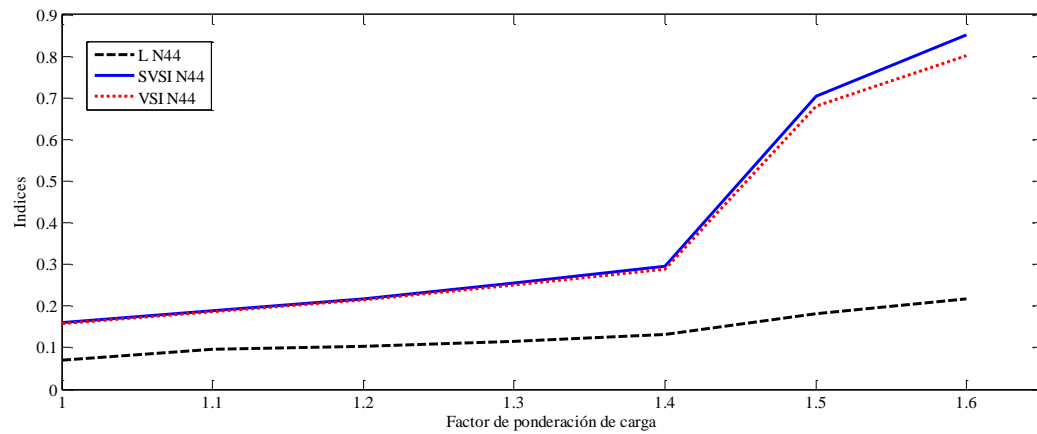
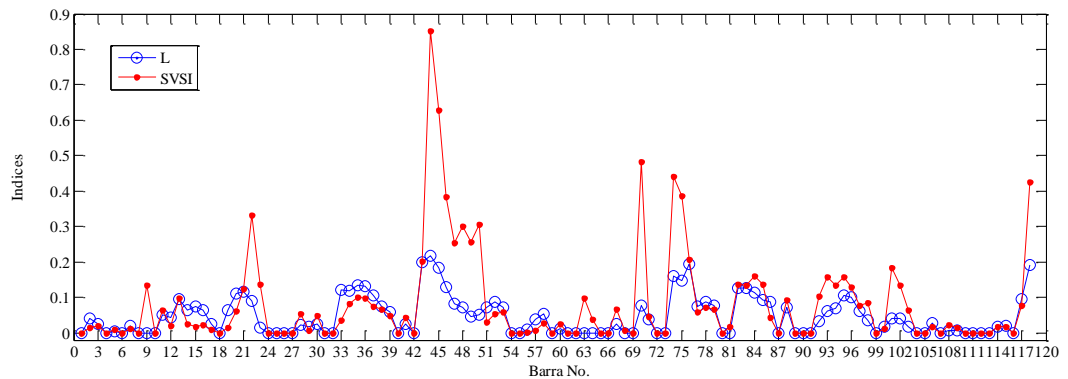


Figura 4.43: Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 75-118.



Con respecto a la salida de la línea 38-65 que interconecta dos grandes áreas del SEP, se observa cómo para la barra 44, el índice SVSI presenta una gran diferencia con respecto al índice L, de acuerdo a la figura 4.44 y 4.45. Esto se debe a la influencia que tiene el factor de ponderación β dado en la formulación del índice SVSI, ante diferencias grandes de tensión como las que se presentan ante la salida de la línea 38-65.

Figura 4.44: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 38-65.**Figura 4.45:** Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 38-65.

Finalmente, para la contingencia definida por la salida de la línea 76-77 mostrada en la figura 4.46, se resalta de la figura 4.47 la criticidad que presenta la barra 117 de acuerdo al índice SVSI.

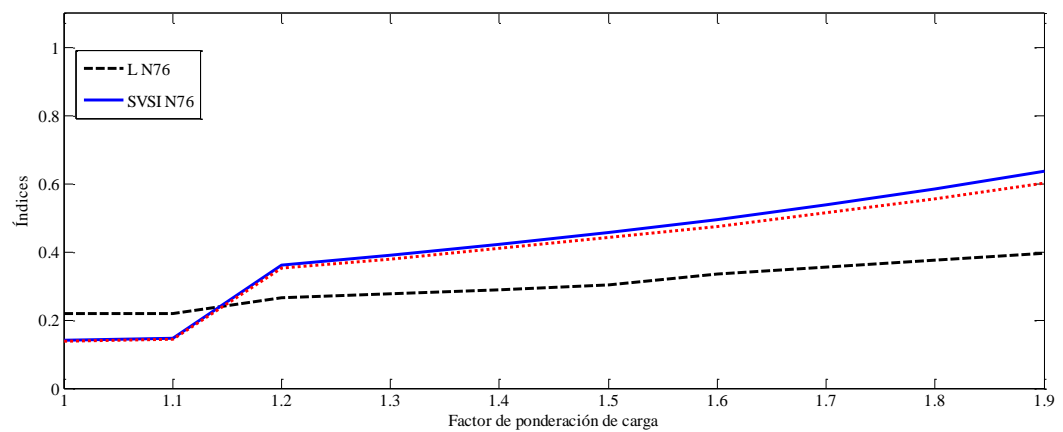
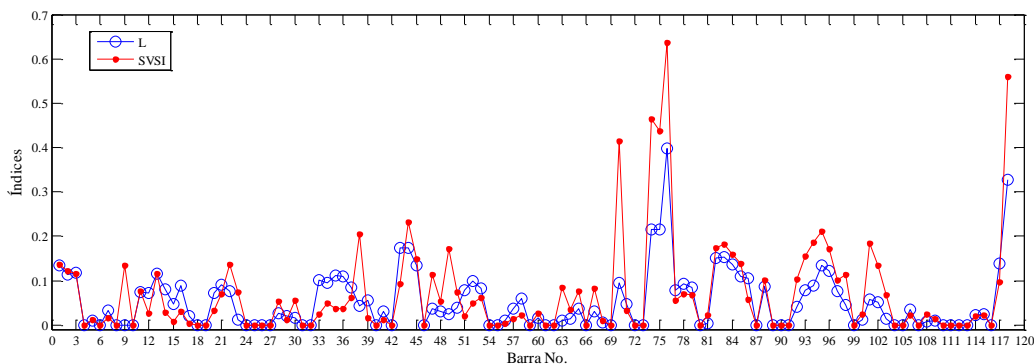
Figura 4.46: Evolución de los índices en barra 118 ante salida de línea 76-77.

Figura 4.47: Comportamiento de los índices en todas las barras del IEEE 118 ante salida de línea 76-77.

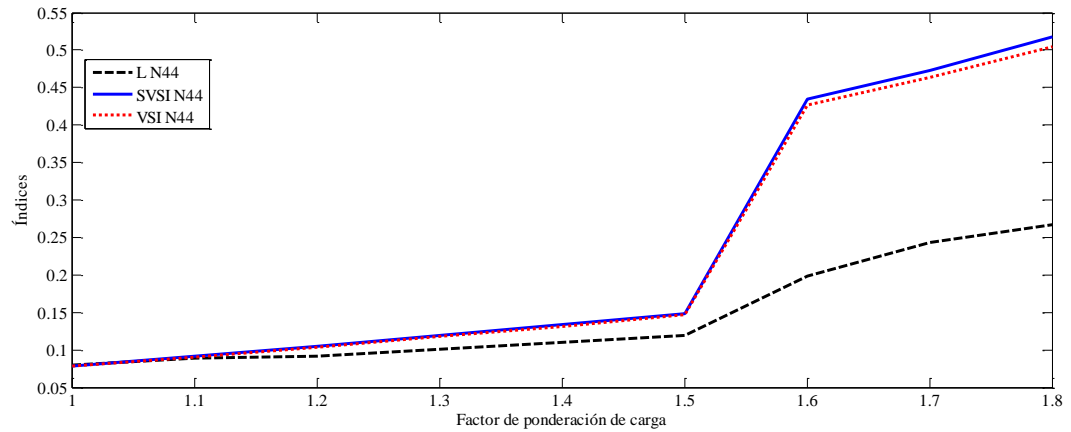
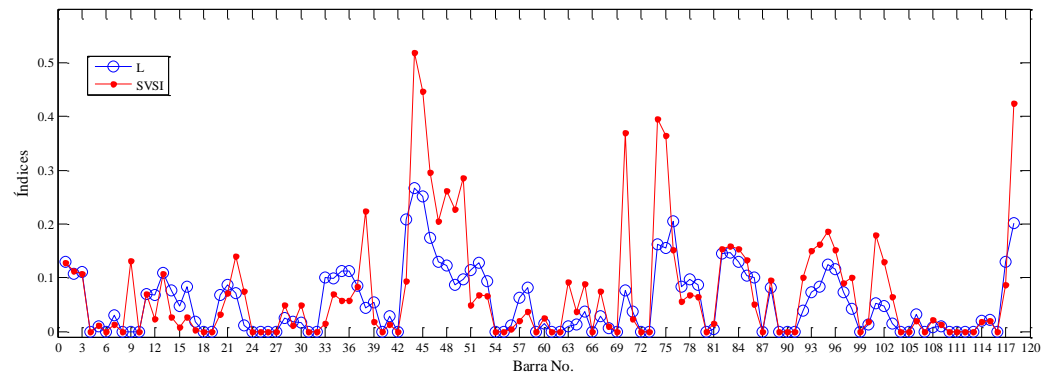
▪ Resultados ante salida de generadores

La otra contingencia (N-1) planteada sobre el sistema, considera la salida de unidades generadoras y el incremento de la demanda de carga sobre el mismo. En la tabla 4.15 se resumen los resultados de la clasificación obtenida.

Tabla 4.15: Resultados de índices analizados ante salida de generadores

Salida de generador #	Orden	Barra	L	Barra	SVSI	Barra	VSI	Barra	Análisis modal
G49	1	44	0,2668	44	0,5182	44	0,5048	44	0,3192
	2	45	0,2511	45	0,4473	45	0,4357	45	0,2053
	3	43	0,2077	118	0,4246	118	0,4135	43	0,1870
	4	76	0,2043	74	0,3945	74	0,3843	46	0,0830
	5	118	0,2009	70	0,3689	70	0,3594	48	0,0296
G1	1	76	0,2295	76	0,457	76	0,4470	76	0,0856
	2	118	0,2232	118	0,4392	118	0,4295	83	0,0815
	3	74	0,1773	74	0,4049	74	0,3960	82	0,0776
	4	117	0,1745	79	0,3935	79	0,3848	118	0,0715
	5	43	0,1734	78	0,3905	78	0,3819	84	0,0670

En las figuras 4.48 y 4.49 se aprecian los comportamientos de los índices SVSI y L ante la salida del generador G49 para la barra 44 y para todas las barras del sistema respectivamente.

Figura 4.48: Evolución de los índices en barra 44 ante salida de generador G49.**Figura 4.49:** Comportamiento de los índices en todas las barras del sistema ante salida del generador G49.

En las figuras 4.50 y 4.51 se aprecian los comportamientos de los índices SVSI y L ante la salida del generador G1 para la barra 76, la cual es una barra generadora que conmuta a tipo PQ para un valor cercano del factor de ponderación de 1.5.

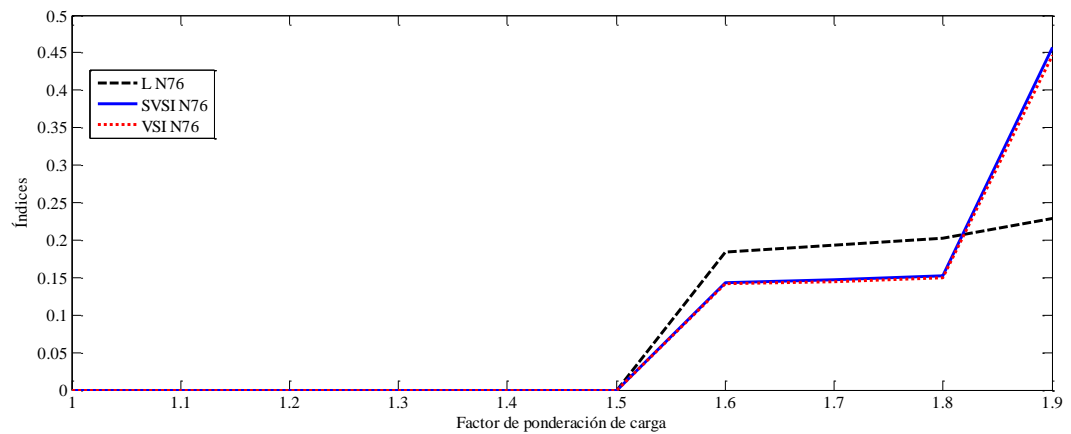
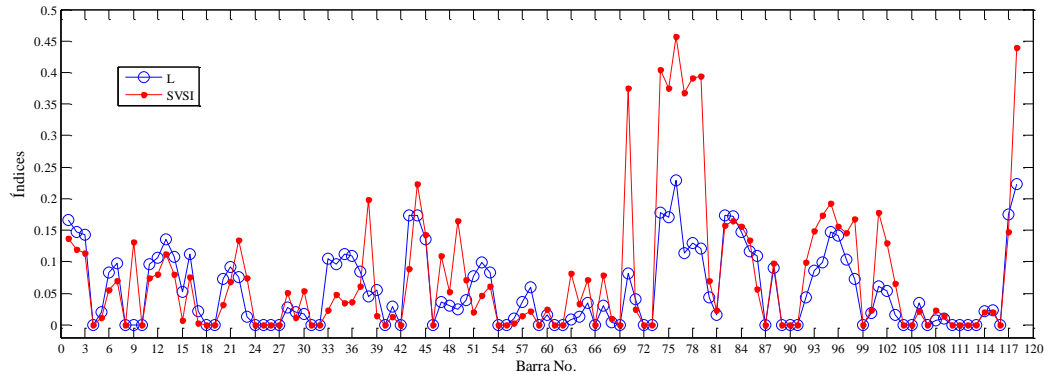
Figura 4.50: Evolución de los índices en barra 76 ante salida de generador G1.

Figura 4.51: Comportamiento de los índices en todas las barras ante salida de generador G1.

De acuerdo a los resultados obtenidos de las figuras 4.48 a 4.51, se observa que la salida de los generadores del sistema de 118 barras, tienen una gran influencia sobre el cálculo del SVSI, ya que para algunas barras este índice supera al valor entregado por el índice L, aunque no alcanza niveles críticos.

▪ **Validez del SVSI ante condiciones topológicas especiales de la red.**

Como un caso especial encontrado en el análisis de estabilidad de tensión en el sistema IEEE 118 barras, se encuentra el cálculo de los índices L y SVSI en la barra 9 ante diferentes contingencias. Esta barra hace parte de un ramal lineal del sistema del área 1 de acuerdo con la figura 4.22, que interconecta a dos barras generadoras N_{10} y N_8 . Esta disposición intermedia entre barras, influye considerablemente en el cálculo del índice L, de acuerdo a la tabla 4.15, donde se aprecia que para diversas contingencias su valor es igual a 0, mientras que el SVSI entrega un valor diferente de cero. De acuerdo a la definición del índice L, un valor de cero indica que la barra bajo consideración es del tipo PV o la barra presenta una condición ideal de estabilidad, lo cual no aplica en este caso.

En la tabla 4.16 se presentan los valores de los índices para la barra bajo estudio ante la salida de las líneas.

Tabla 4.16: Cálculo de índices para barra 9 del sistema IEEE 118 ante salidas de líneas.

Salida de línea De - a	Barra	L	SVSI
75-118	9	0	0,1372
100-103	9	0	0,1293
38-65	9	0	0,1355
76-77	9	0	0,1353
69-75	9	0	0,1314
103-110	9	0	0,1301

Con el fin de aclarar lo anterior, es necesario remitirse a la formulación matemática del índice L (Kessel and Glavitsch, 1986). Para las barras de carga (y barras de paso, como en este caso), el índice L se calcula a partir de la relación presentada en (4.35):

$$L_{index_k} = \left| 1 - \frac{\sum_{j \in \alpha_G} F_{kj} V_j}{V_k} \right| \quad (4.35)$$

Donde para que el valor sea igual a cero, se debe cumplir una condición bajo la cual el término correspondiente a la sumatoria de los elementos de la fila de la matriz F asociada a la barra 9, multiplicados por las tensiones de las barras generadoras debe ser igual a la tensión de la barra 9.

De acuerdo a la definición dada al inicio de este capítulo para la matriz F , ésta define las relaciones entre las tensiones de las barras de carga y de generación, y se deduce a partir de la matriz admitancia nodal dada en (4.36):

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

De la ecuación anterior I_G es la corriente neta en barras generadoras, I_L es la corriente neta en barras de carga, V_G es la tensión en las barras generadoras y V_L es la tensión en las barras de carga. Intercambiando la corriente de barras de carga I_L con la tensión en las barras de carga V_L , se obtiene (4.37):

$$\begin{bmatrix} I_G \\ V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & K \\ F & Z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ I_L \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

Donde

$$Y = Y_{GG} - Y_{GL} Y_{LL}^{-1} Y_{LG}; \quad K = Y_{GL} Y_{LL}^{-1}; \quad F = -Y_{LL}^{-1} Y_{LG}; \quad Z = Y_{LL}^{-1} \quad (4.38)$$

De la ecuación (4.37), se observa que las tensiones en las barras de carga están relacionadas con las tensiones en las barras generadoras a través de la matriz F y con las corrientes netas en las barras de carga a través de la matriz Z .

De acuerdo a las anteriores definiciones, la condición que se debe presentar para que el índice L se torne cero, está definida por la igualdad entre la tensión de una barra de carga y el producto de la matriz F con las tensiones de las barras generadoras. Esto se consigue cuando el efecto de las corrientes netas (corriente generada – corriente demandada) en la tensión de la barra de carga es nulo. Lo anterior ocurre en este caso para la barra 9, tal como se explica a continuación:

- a) La barra 9 en el sistema IEEE 118 barras se encuentra ubicada entre las barras generadoras 8 y 10. No existe ningún otro tipo de conexión de esta barra con el resto del sistema. Por esta razón, no es posible encontrar un camino a través de barras de carga hacia otras barras del sistema, por lo que visto desde la barra 9, no existen acoples con otras cargas en el sistema. Luego, las cargas del sistema no tienen efecto sobre la tensión de la barra 9.
- b) El elemento de la matriz Z que relaciona la tensión de la barra 9 con su corriente neta, asume un valor diferente de cero. Sin embargo, la barra 9 es una barra de paso, esto es, no tiene una corriente inyectada por un generador ni una corriente demandada por una carga (siempre y cuando ninguna de las barras generadoras haya conmutado a barra PQ), luego su corriente neta es cero. Finalmente, el producto del elemento propio de la matriz Z con la corriente neta es igual a cero.

Por las razones expresadas anteriormente, el producto $Z I_L$ no tiene ningún efecto sobre la tensión de la barra 9, y luego esta, es finalmente calculada como el producto de los elementos de la matriz F y las tensiones de las barras generadoras.

La consecuencia de esta característica de la barra 9 es que el término del numerador en el cálculo del índice L es igual a la tensión de la barra 9 y por tanto esto representa un valor de cero en el índice, lo cual no representa una condición de estabilidad de acuerdo a la definición del índice, sino un caso especial. Esto puede presentarse como un factor problemático, si la implementación del índice hace parte de un sistema automático de monitoreo de estabilidad de sistemas de potencia, donde se toman decisiones de acuerdo a los indicadores numéricos entregados por un algoritmo de cómputo.

Finalmente y de acuerdo al planteamiento del índice SVSI, las condiciones bajo las cuales el índice es igual a cero son:

- a) Cuando la barra es del tipo PV.
- b) Cuando la diferencia de tensión entre la barra bajo estudio y la del generador más cercano es igual a cero. Esto sucede por ejemplo, considerando el caso en que ante una contingencia quede aislada una parte del SEP, y esta parte esté conformada por una barra generadora interconectada a una barra en transición como la barra 9 del sistema.

4.5 Conclusiones

Un índice de estabilidad de tensión para barras es el propuesto por (Genet and Maun, 2007). En esta aproximación, para resolver los problemas encontrados en la estimación del equivalente de Thévenin mediante mediciones sucesivas, se supone que la caída de tensión a través de la ruta del generador más cercano a la barra de carga, puede dar una información comparable a la caída de tensión a través de la impedancia de Thévenin. Por tanto se define el índice VSI, como la relación entre la tensión en la barra sobre la caída de tensión desde el generador más cercano.

Un inconveniente que presenta la anterior metodología, consiste en que la determinación de las diferentes rutas de transmisión entre cada barra de carga y las barras generadoras puede ser poco práctica, especialmente para sistemas de gran tamaño y ante las constantes condiciones de cambio de topología que se presentan en las redes reales.

Como consecuencia de lo anterior, en este capítulo se presentó un nuevo índice de estabilidad de tensión a partir de algunos conceptos asociados al índice VSI. En el planteamiento de este nuevo índice se utiliza la información dada por la matriz de las distancias eléctricas relativas R_{LG} y sólo las mediciones de tensiones en barras generadoras y de carga, evitando las barras intermedias. Por otra parte, para obtener una mayor sensibilidad del índice se propone un factor de ponderación que considera otras variables del sistema, y que ayuda a compensar las inexactitudes que se presentan al realizar simplificaciones en la fundamentación del índice.

La propuesta del índice SVSI se validó mediante análisis comparativo con otros índices para el sistema IEEE de 30 y 118 barras, considerando diferentes condiciones de operación y para diferentes contingencias.

5. Metodología para la determinación de áreas críticas de estabilidad de tensión empleando algoritmos de aprendizaje de máquina.

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para la identificación en línea de áreas débiles o críticas en un sistema eléctrico de potencia (SEP), considerando aspectos asociados a la estabilidad de tensión, a partir de la utilización de herramientas de muestreo de datos, de agrupamiento de conjuntos, de medición de grados de similitud y finalmente con la aplicación de metodologías de aprendizaje de máquina.

5.1 Introducción.

Como se presenta en el capítulo dos, uno de los desafíos de la operación de los SEP, es la identificación de áreas potencialmente inestables en tensión para cada una de las condiciones posibles de operación del sistema. La determinación de estas áreas problemáticas permite la realización de acciones preventivas y/o correctivas, que evitan la presencia de un colapso de tensión. Para realizar la determinación de áreas inestables, se han utilizado metodologías que emplean el análisis de sensibilidad sobre la matriz Jacobiana o el análisis modal ante condiciones específicas de operación del SEP como se presenta en el capítulo tres. Estos enfoques resultan especialmente costosos computacionalmente cuando se emplean sobre sistemas de gran tamaño y complejidad y sólo son adecuados cuando se implementan fuera de línea.

Con la inclusión de los sistemas actuales de monitoreo en los SEP, los cuales utilizan unidades de medición fasorial, se presenta una gran oportunidad para desarrollar propuestas que analicen la estabilidad en tiempo real, de tal forma que sea útiles en la definición de los criterios de operación. Es importante resaltar que debido a la gran cantidad de posibles condiciones de operación del SEP y al alto volumen de información que se puede obtener de los PMUs, es necesario plantear una metodología que utilice ambas ventajas, pero que no represente un alto costo computacional y sea

de fácil implementación. Por esta razón, la propuesta que se presenta en esta tesis, considera la aplicación de metodologías de agrupamiento y de aprendizaje de máquina, que combinadas con una etapa previa de simulación, conforman una herramienta de monitoreo de la estabilidad de tensión que ayuda a determinar áreas débiles ante diferentes condiciones de operación de un SEP.

5.2 Descripción de herramientas utilizadas.

En este numeral se presenta una breve descripción de las herramientas seleccionadas tanto para la etapa del agrupamiento de datos (algoritmo *k-means*), como para la etapa de clasificación (máquinas de soporte vectorial), utilizadas en el desarrollo de la propuesta metodológica, que permiten determinar las áreas críticas, considerando la estabilidad de tensión en un SEP. Inicialmente, se realiza la justificación de la utilización de cada una de las técnicas propuestas y posteriormente se presenta una breve introducción sobre los aspectos teóricos más importantes.

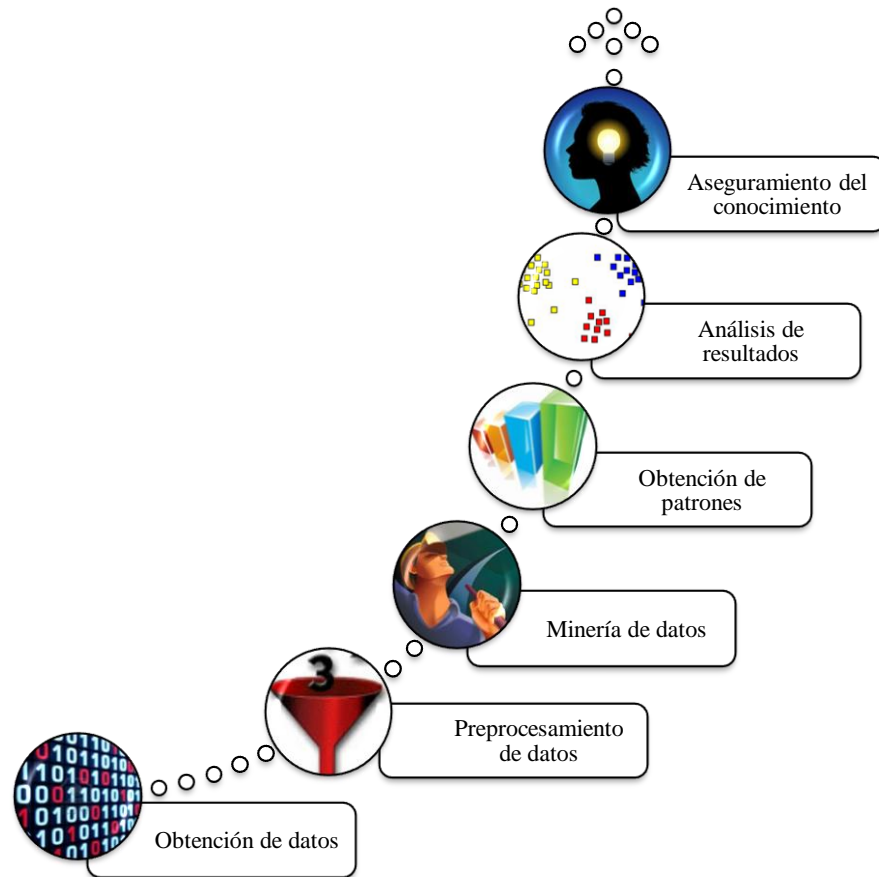
5.2.1 Justificación.

Debido a la creciente expansión de los sistemas de monitorización, de almacenamiento de datos y de comunicación, cada vez más fácil acceder a la información del sistema de potencia, pero normalmente existe tal cantidad de datos, que su procesamiento y utilización práctica es una tarea compleja. Normalmente, se requiere de muchos recursos (tiempo y esfuerzo computacional) para analizar las miles de condiciones de operación que se pueden presentar sobre un período de tiempo, con el fin de realizar algún tipo de estudio específico (por ejemplo, analizar la estabilidad de tensión de un sistema).

Para el análisis de una condición de operación del SEP hay que identificar previamente la información más relevante de una base de datos, por ejemplo, cuales son aquellas variables que aportan suficiente información acerca del estado del sistema, identificar si existe una relación entre ellas y si existe algún patrón que pueda establecerse para la condición definida, entre otros. Para ello, la minería de datos considera técnicas que permiten la identificación de datos de interés, en este caso, para el operador del SEP.

La minería de datos es un proceso que consiste en la aplicación de metodologías de análisis de datos y algoritmos de descubrimiento de información relevante, que producen una enumeración particular de patrones (ó modelos) sobre los datos (Witten et al., 2005). Los patrones que se determinan por estos medios pueden contener la información más relevante de todo el conjunto de datos y permiten simplificar considerablemente el análisis posterior.

En la figura 5.1 se ilustran las etapas básicas de un proceso de minería de datos. Para el caso de esta investigación, los datos se refieren a aquellos obtenidos de mediciones y/o flujos de carga del SEP o variables definidas a partir de estas medidas, como es el caso de los índices de estabilidad discutidos en capítulos previos. En la etapa de pre-procesamiento se pueden realizar acciones de filtrado, normalización, entre otros, que permitan ajustar y/o mejorar la calidad de los datos que serán analizados.

Figura 5.1: Etapas de un proceso de minería de datos

La extracción de los patrones de una base de datos, que se presenta como una etapa de la minería de datos en la figura 5.1, se realiza aplicando estrategias de aprendizaje supervisado o no supervisado, según la información disponible. En la etapa del análisis de datos, se validan los resultados encontrados mediante la confrontación de los resultados esperados con los obtenidos. Si no se satisfacen márgenes de error preestablecidos, se hace necesario reajustar algunos parámetros de configuración de las metodologías de aprendizaje empleadas y/o ampliar o mejorar la cantidad o calidad de la base de datos. Por último, cuando el análisis de datos cumple con la verificación, se puede definir que el proceso de minería de datos fue exitoso.

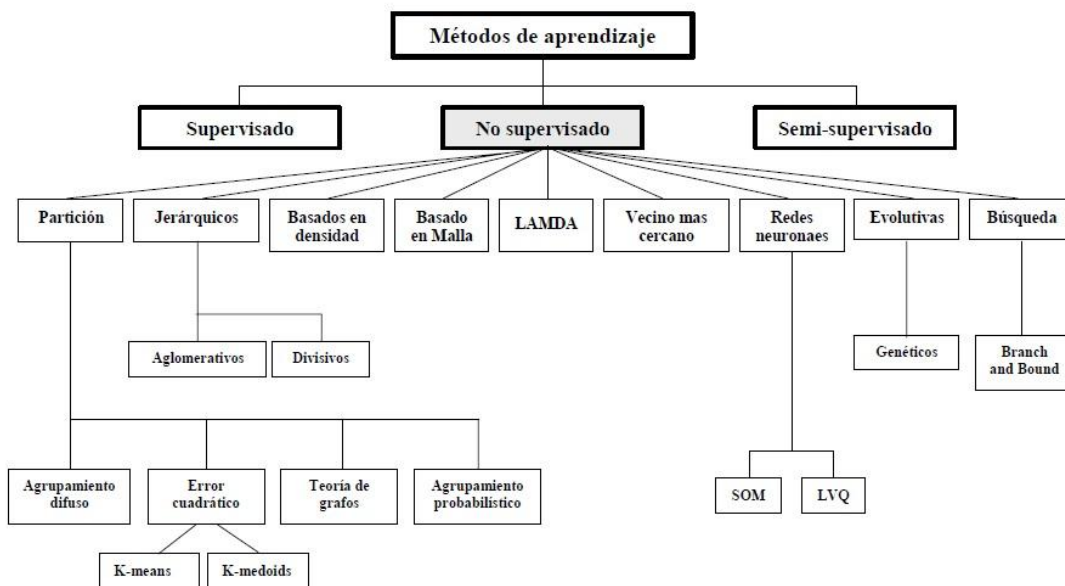
Existen innumerables aplicaciones de minería de datos reportados en diferentes áreas que van desde análisis de flujo vehicular (Wu et al., 2003), localización de fallas en sistemas eléctricos (Mora, 2006), predicción del clima, biomedicina, economía, entre otros (Karahoca et al., 2012). En esta tesis se propone la aplicación de la minería de datos, específicamente de la utilización de los algoritmos *k-means* y máquinas de soporte vectorial, para analizar las bases de datos compuestas por mediciones de tensión en los nodos y flujo de potencia en las líneas y así establecer patrones que permitan definir esquemas de monitoreo de áreas inestables en tensión sobre los SEP.

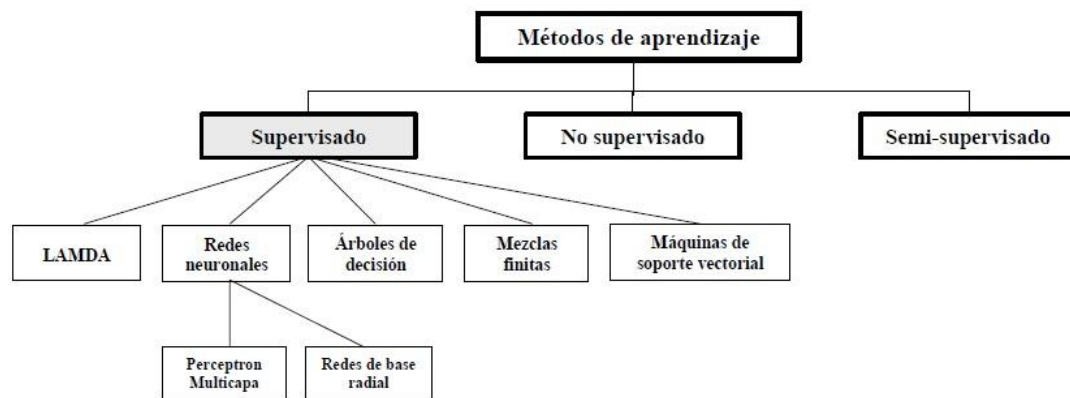
5.2.2 Metodologías de aprendizaje inductivo supervisado y no supervisado.

Dentro de las metodologías aplicadas en la minería de datos se encuentran las basadas en agrupamiento, las cuales buscan reunir datos similares en grupos o clases, de tal forma que los objetos de cada grupo o *cluster* tengan una alta similaridad entre ellos y una baja similaridad con objetos que pertenecen a otros *clusters*. Este tipo de metodologías forman parte de los métodos de aprendizaje no supervisado. En este tipo de aprendizaje no existe ningún dato que sirva como ejemplo o guía para realizar una extracción de características de la población. Por lo tanto, los algoritmos de aprendizaje no supervisado intentan encontrar un patrón en los datos, que permita agruparlos de forma tal, que los datos más similares pertenezcan a un mismo grupo. Entre los algoritmos de agrupamiento se encuentran *k-means* (MacQueen, J. 1968), algoritmo EM (máxima expectativa), entre otros.

Por otra parte, las metodologías de aprendizaje supervisado realizan una clasificación de los datos basados en patrones que se le presentan, con el fin de adaptar los nuevos datos. Este tipo de aprendizaje se realiza a partir de ejemplos, debido que se estima una dependencia desconocida entrada/salida de un sistema, empleando un número limitado de observaciones. Entre los algoritmos de aprendizaje supervisado más conocidos están las redes neuronales, los árboles de decisión y las máquinas de soporte vectorial (Cortes and Vapnik, 1995), entre otras. En la figura 5.2 se presenta la clasificación de ambos métodos de aprendizaje.

Figura 5.2: Clasificación de los métodos de aprendizaje.





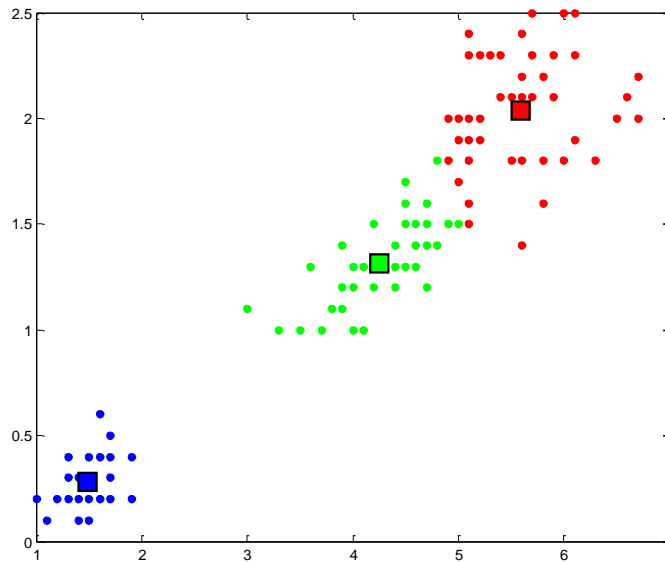
Fuente: Mora, J., (2006).

En la definición de la propuesta presentada en esta tesis, se emplea una técnica de cada uno de los métodos de aprendizaje descritos en la figura 5.2. Inicialmente se emplea un algoritmo de aprendizaje no supervisado como es el *k-means* para definir agrupamientos de condiciones de operación del sistema de potencia, y posteriormente se emplea un algoritmo de aprendizaje como las máquinas de soporte vectorial, para establecer una relación entre las zonas de inestabilidad del sistema determinadas previamente, con respecto a las variables de los diferentes escenarios de operación del SEP. Estas técnicas se seleccionaron debido a su facilidad de implementación para los tamaños de las bases de datos bajo análisis y a la alta eficiencia reportada (Karahoca et al., 2012; Mora, 2006).

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las metodologías empleadas en esta tesis. El análisis detallado de cada una de ellas está fuera del alcance de este documento, pero puede consultarse en las referencias suministradas.

- **Algoritmo de aprendizaje inductivo no supervisado *k* medias (*k-means*).**

Entre los algoritmos de agrupamiento más conocidos se encuentra el algoritmo *k-means* (MacQueen, J. 1968), el cual subdivide un conjunto de n datos, en un determinado número de k grupos o *clusters*, donde el valor de k es un número entero positivo y es definido con antelación. La pertenencia de un dato a un determinado *cluster* o grupo, se realiza de acuerdo a la similitud que éste presente, con respecto al valor medio de los elementos en el *cluster*. Así, cada grupo o *cluster* está caracterizado por su centroide, el cual se encuentra en el medio de los datos que componen cada grupo. En la figura 5.3, se ilustran los tres centroides determinados por el algoritmo, para el conjunto de datos de prueba, descritos en dos dimensiones (\mathcal{R}^2).

Figura 5.3: Conformación de grupos con *k-means* en un espacio bidimensional

El proceso es iterativo y el mejor agrupamiento se obtiene al minimizar la suma de los cuadrados de las distancias entre los datos y su centroide correspondiente. Debido a que *k-means* es una metodología basada en una medida de similitud entre los datos de entrenamiento (ejemplos) y el dato al cual se le quiere asignar una clase, se pueden utilizar diferentes formas de calcular la distancia entre dos puntos. Entre ellas las más utilizadas para datos reales son: Norma-1 ó distancia de Manhattan, Norma-2 ó distancia Euclídea, Norma- ∞ ó distancia de Chebyshev y Norma Euclídea ponderada. La distancia Euclídea es una de las más empleadas en las referencias bibliográficas más sobresalientes y es la que se selecciona en esta tesis, a partir de las pruebas de la calidad de los agrupamientos o *clusters*, realizadas en el capítulo cinco.

El algoritmo básico de la técnica indica que inicialmente se debe seleccionar k datos en forma aleatoria, los cuales serán cada uno de los centros (centroides) de los k agrupamientos o *clusters*. Cada uno de los elementos restantes se asigna a la clase de su centroide más cercano (de acuerdo a la distancia establecida con una norma). Al adicionar un nuevo elemento al *cluster* se debe recalculer el centroide de cada grupo y se deben redistribuir todos los elementos según el centroide más cercano. El proceso se repite hasta que no haya cambios en los grupos entre cada iteración, lo cual se consigue minimizando el error medio cuadrático.

El algoritmo *k-means* se emplea en esta tesis para agrupar condiciones de operación del SEP mediante criterios de similitud de los índices asociados a la estabilidad de tensión de barras y de líneas. Esto permite inicialmente reducir la dimensión de la base de datos que reúne diferentes escenarios de operación del sistema. En la sección 5.3.3, se presenta una explicación detallada sobre la estrategia para la determinación de los agrupamientos.

▪ Máquinas de soporte vectorial .

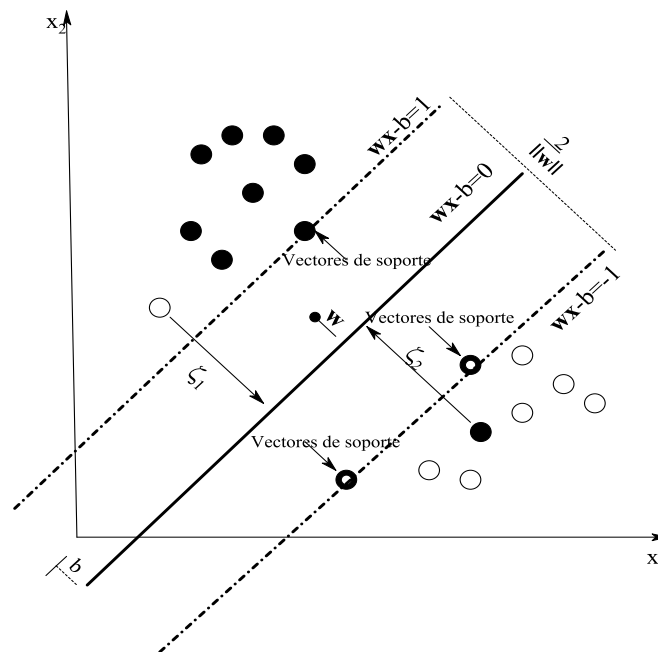
Las máquinas de soporte vectorial (SVMs, *Support Vector Machines*), se utilizan en esta tesis como una herramienta de aprendizaje supervisado, debido que han mostrado excelentes resultados en otras áreas de investigación (Mora, 2006).

Las máquinas de soporte vectorial son una técnica reconocida para el aprendizaje supervisado y especialmente diseñadas para las tareas de clasificación, aunque también se puede utilizar en estrategias de regresión, tal como se propuso inicialmente por Cortes y Vapnik (Cortes and Vapnik, 1995).

La idea fundamental de los clasificadores basados en máquinas de soporte vectorial consiste en la identificación del mejor hiperplano o frontera de decisión, que puede separar los datos de entrenamiento definidos como \mathbf{x} , donde ($\mathbf{x} \in \mathbb{R}^d$), en dos subgrupos o clases diferentes \mathbf{y} , donde ($\mathbf{y} \in \{-1, +1\}$). Entre todos los posibles planos de separación de las dos clases \mathbf{y} definidas como 1 y -1, existe un único hiperplano de separación óptimo (HSO), definido como aquel que tiene la distancia máxima con el patrón de entrenamiento más cercano, para forzar la generalización de la máquina de soporte vectorial.

El HSO es el que maximiza la distancia al punto más próximo de cada clase, por lo tanto estará a la misma distancia de los ejemplos más cercanos de cada categoría. La identificación de este hiperplano involucra la maximización del margen ($2/\|\mathbf{w}\|$) entre dos hiperplanos de soporte, mediante la utilización de técnicas de programación cuadrática que permiten identificar los coeficientes del plano identificado como \mathbf{w} . A los datos empleados para hallar el HSO se les denomina vectores de soporte o de entrenamiento. En la figura 5.4 se muestran los vectores que se utilizan para crear los hiperplanos de soporte y que definen las fronteras que utiliza la máquina de soporte vectorial para clasificar posteriormente los nuevos datos.

Figura 5.4: Definición del hiperplano de separación en un espacio con separación no lineal.



En la figura 5.4 se representan datos de dos clases (círculos negros y círculos blancos) separados por el hiperplano que maximiza la distancia entre ellos. La distancia marcada como $(2/\|\mathbf{w}\|)$, es máxima para el hiperplano obtenido, en este caso definido como $\mathbf{w}\mathbf{x} - b = 0$. Para cualquier otro hiperplano se presentaría un margen de separación de clases menor y por lo tanto la máquina no presentaría una adecuada generalización.

En casos donde existen datos de entrada erróneos, ruido o alto solapamiento de clases en los datos de entrenamiento, se puede afectar la determinación del hiperplano clasificador óptimo. Por esta razón se cambia un poco la perspectiva y se busca el mejor hiperplano que pueda tolerar ruido, introduciendo una variable de relajación ξ_i y una constante de penalización C . Por tanto, la función objetivo asociada al problema de optimización puede formularse como el margen más un término asociado a una función de penalización, como se muestra en la ecuación (5.1), la cual determina que tan graves pueden ser los errores de clasificación. El hecho de tener funciones de penalización en la forma descrita, permiten mantener el problema de clasificación cuadrático y convexo.

$$\text{Min. } \frac{1}{2} \|\mathbf{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^n \xi_i \quad (5.1)$$

Con el objeto de definir de forma única el hiperplano óptimo (forma canónica), se deben añadir las restricciones, tal como se presenta en la ecuación (5.2):

$$\text{Sujeto a : } y_i(\mathbf{w}^T \mathbf{x}_i - b) - 1 + \xi_i \geq 0 ; \xi_i \geq 0 \quad \forall i \quad (5.2)$$

La función (5.1) se llama función objetivo y junto con las restricciones dadas en (5.2), conforman un problema de optimización cuadrático con restricciones. Los problemas de este tipo se solucionan introduciendo el método de multiplicadores de *Lagrange*, por tanto, la función Lagrangiana correspondiente se representa por la ecuación (5.3):

$$L(\mathbf{w}, b, \xi, \vartheta, \mu) = \frac{1}{2} \|\mathbf{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^n \xi_i - \sum_{i=1}^n \vartheta_i (y_i(\mathbf{w}^T \mathbf{x}_i - b) - 1 + \xi_i \geq 0) - \sum_{i=1}^n \mu_i \xi_i \quad (5.3)$$

Donde la constante C representa el costo de cada una de las variables de relajación empleadas, \mathbf{x}_i es un vector de entrada y y_i es la clase a la cual éste pertenece (± 1); \mathbf{w} es el factor de peso, b es el coeficiente del plano, ϑ_i y μ_i son los coeficientes del Lagrangiano para las restricciones de desigualdad. La solución para este problema de optimización cuadrática corresponde a la identificación de los coeficientes del hiperplano que maximiza el margen.

Las máquinas de soporte vectorial también se pueden emplear como herramienta de clasificación, en el caso en que los datos no puedan ser separados por una superficie lineal. En este caso, el conjunto de datos se puede transformar en un nuevo espacio de mayor dimensionalidad empleando una función no lineal elegida a priori conocida como *kernel* ϕ , de tal manera que los datos representados en este nuevo espacio sean linealmente separables. Los kernels más utilizados son el polinomial, el de función de base radial (RBF) y el sigmoide.

Una descripción más detallada acerca de las máquinas de soporte vectorial puede encontrarse en (Bishop, 2006).

a. Máquinas de soporte vectorial para problemas de multclasificación.

El planteamiento anterior considera sólo el problema de la biclasificación para clases que toman valores de ± 1 . Para resolver el problema de multclasificación (más de dos clases), existen dos tipos generalizados de arquitectura: la máquina multclasificadora y las máquinas biclasificadoras generalizadas.

La máquina multclasificadora se construye como una clasificadora global, considerando todas las posibles clases, de tal forma que la función objetivo se modifica para incluir todas las nuevas

variables (Weston and Watkins, 1999). La principal desventaja de esta alternativa consiste en que se presentan muchas más variables y restricciones, lo cual hace que el proceso de solución sea extremadamente lento.

En contraste con lo anterior, la máquina biclasificadora generalizada utiliza funciones de descomposición (uno contra el resto, uno contra uno, entre otras) para resolver varios problemas de biclasificación (Cortes and Vapnik, 1995). Luego, con una estrategia de reconstrucción basada principalmente en técnicas de votación, se consolidan los resultados obtenidos por cada una de las máquinas biclasificadores que se utilizan en el proceso de descomposición. Finalmente, con este proceso se divide el problema y la estrategia de biclasificadores generalizados resulta más eficiente en tiempo computacional, que la máquina multclasificadora para resolver un problema de varias clases.

b. Ventajas de las máquinas de soporte vectorial sobre otras metodologías.

Para problemas de clasificación simples, la teoría estadística de aprendizaje puede identificar con mucha precisión los factores a tener en cuenta para un aprendizaje exitoso, pero las aplicaciones reales demandan el uso de modelos y algoritmos más complejos (ej: redes neuronales, técnicas bayesianas, etc), que son difíciles de analizar.

Las máquinas de soporte vectorial, a diferencia del método Bayesiano presentan la ventaja de no requerir ningún tipo de hipótesis sobre la densidad de probabilidad de los rasgos, mientras que sobre las redes neuronales ofrecen la ventaja de ser convenientes en términos de la dimensión del problema. La arquitectura de las máquinas de soporte vectorial, sólo depende de la constante de penalización C y del parámetro de la función *kernel*. Esta facilidad de configuración evita la selección de requerimientos sobre parámetros exclusivos de arquitectura, tales como número de nodos y capas, tipo de conexión entre capas, entre otros, propios de las redes neuronales. Finalmente, la máquina de soporte vectorial, al determinar un hiperplano óptimo mejora su capacidad de generalización, lo cual le permite un alto desempeño en las tareas de clasificación.

▪ Parametrización de la máquina de soporte vectorial.

La parametrización de la máquina de soporte vectorial como clasificador, consiste en seleccionar los dos parámetros básicos que son la constante de penalización C y el parámetro de la función *kernel*. La estrategia de parametrización propuesta utiliza el algoritmo genético de Chu Beasley para la selección de los parámetros. Además, se emplea la técnica de validación cruzada para la evaluación del desempeño de la SVM ante cada parámetro propuesto por el algoritmo genético (Gutiérrez et al., 2010; Correa et al., 2011).

a. Algoritmos genéticos de Chu Beasley.

Los algoritmos genéticos (AG) son una técnica de optimización probabilística, que comúnmente se utilizan para encontrar soluciones adecuadas y se implementan normalmente como una simulación evolutiva, donde una población de candidatos de un problema de optimización evoluciona para encontrar mejores soluciones (Eiben and Smith, 2003). Estos algoritmos se clasifican como búsquedas globales hiperheurísticas y son una clase particular de los algoritmos evolutivos, los cuales utilizan conceptos de biología tales como herencia, mutación, cruzamiento, entre otros (Gutiérrez et al., 2010). En contraste con las técnicas de optimización convencionales, los AG son menos vulnerables a quedar atrapados en un mínimo local, aun cuando se trate con espacios complejos y amplios.

El algoritmo genético de Chu Beasley es una versión modificada del algoritmo básico, que está orientado a mantener la diversidad entre los individuos de la población (Sivanandam and Deepa, 2003). Adicionalmente, es un algoritmo elitista en el cual un padre es reemplazado por el descendiente sí y solo sí, éste último tiene un mejor función objetivo (mejor desempeño de la SVM). También existe un criterio de aspiración el cual se utiliza para incluir un individuo que no cumpla con el criterio de diversidad, el cual está dado solamente si su función objetivo es mejor que la de toda la población. Para este último caso, todos los individuos que no cumplen con el criterio de diversidad por la inclusión del nuevo individuo, tienen que ser removidos. Todos los individuos removidos deben ser reemplazados en la próxima generación por otros, para mantener el tamaño de la población.

Finalmente, en la mayoría de generaciones, el algoritmo genético de Chu Beasley solamente cambia un individuo de la población, mientras que el algoritmo básico modifica toda la población.

Para el problema considerado en esta tesis, un individuo consiste en una pareja de parámetros de la SVM (C , p -kernel).

b. Validación cruzada.

La validación cruzada es el método de evaluación de cada uno de los parámetros propuestos por el algoritmo genético de Chu Beasley y el valor entregado es el que se considera como función objetivo (Correa et al., 2011).

Esta técnica consiste en la división del conjunto de entrenamiento en v subgrupos (v -fold cross validation). En términos generales, un clasificador se entrena con $v-1$ subgrupos (conjunto de entrenamiento) y se valida en el entrenamiento con el subgrupo restante (conjunto de prueba).

Como se reconoce que existe alta variabilidad en los resultados, ya que éstos dependen fuertemente del conjunto de entrenamiento utilizado, el proceso se repite v veces, hasta que se consiga que cada subgrupo haya sido utilizado como conjunto de validación. Para determinar el comportamiento global del clasificador, se realiza el promedio de los s resultados de la validación cruzada.

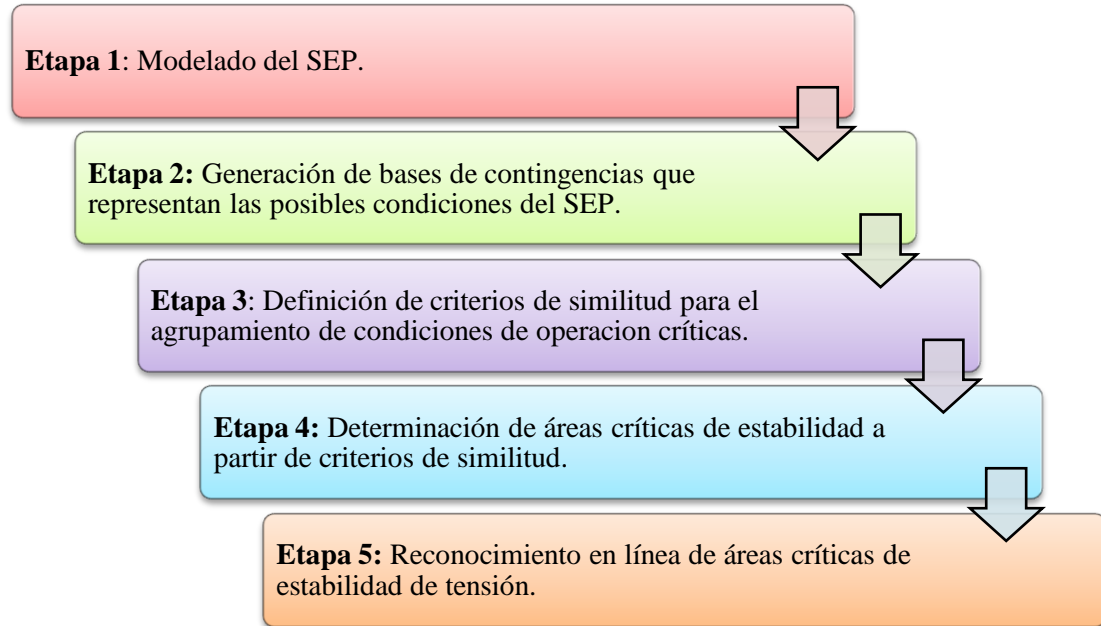
Finalmente, los resultados de la evaluación dependen en gran medida de cómo es la división entre datos de entrenamiento y de prueba, por lo que se debe utilizar un número alto de v . Sin embargo, esta opción incrementa significativamente el costo computacional, ya que para cada evaluación de deben realizar s procesos de entrenamiento y s procesos de prueba de la SVM. Algunas referencias citan a $v = 5$ como un buen número de particiones, lo cual implica que se divida aleatoriamente el conjunto de datos y que el 80% se utilizan para el entrenamiento y el restante 20% se utiliza en la prueba (Gutiérrez et al, 2010).

5.3 Metodología general para determinación de áreas débiles en tensión.

La metodología general propuesta para la determinación de áreas débiles en tensión utilizando herramientas de aprendizaje de máquina, está compuesta por varias etapas que se relacionan tal como se presenta en la figura 5.5. Las principales etapas que componen la metodología propuesta son: modelado del SEP, generación de bases de datos que representan las condiciones de operación posibles en el SEP, definición de criterios de similitud para el agrupamiento de condiciones críticas de operación, determinación de las áreas críticas de tensión y finalmente la etapa de

reconocimiento de áreas críticas de tensión, mediante un algoritmo clasificador basado en máquinas de soporte vectorial (SVM).

Figura 5.5: Metodología general propuesta para determinación de áreas críticas de estabilidad de tensión.



Cada una de las etapas de la figura 5.5 se explica detalladamente en este capítulo. Como resultado final de la aplicación de la metodología propuesta, se obtiene una estrategia completa que permite reconocer las áreas críticas de tensión ante cualquier condición de operación del SEP. Cada condición de operación se puede caracterizar por las señales de tensión en las barras y/o por los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas.

5.3.1 Etapa 1: Modelado y simulación del sistema eléctrico de potencia.

En la definición de la propuesta, con el fin de investigar la estabilidad de tensión, se considera un modelo estático del sistema de potencia bajo análisis. Las dinámicas asociadas con la estabilidad de tensión son a menudo lentas y por tanto los enfoques estáticos pueden representar una buena aproximación (Amraee et al., 2007).

Como consecuencia, los modelos de los SEP bajo análisis no incluyen componentes dinámicos como reguladores, sistemas de excitación, FACTS, entre otros.

Los SEP considerados como casos de prueba en esta tesis, corresponden a los sistemas de 14 y 30 barras, los cuales han sido ampliamente utilizados en análisis de estabilidad, debido a que en su topología, el centro de carga está conectado a barras de generación a través de largas líneas de transmisión y esto los hace adecuados para dichos análisis. La información completa sobre los parámetros de los SEP de prueba se encuentra en (PSTCA, 1999).

5.3.2 Etapa 2: Generación de bases de datos que representan las posibles condiciones de operación del SEP.

Para determinar áreas sensibles y/o críticas en estabilidad de tensión en un SEP, se debe analizar la mayor cantidad de posibles condiciones de operación. Generalmente, en los análisis propuestos en la mayoría de publicaciones ampliamente referenciadas, utilizan los datos que se obtienen cuando se lleva el SEP hasta los límites de estabilidad, para determinar en este punto máximo, las áreas sensibles que se conforman en términos de estabilidad de tensión (Morison et al., 2008).

Uno de los objetivos propuestos en esta tesis consiste en la elaboración de una propuesta para el monitoreo de áreas sensibles en tensión, utilizando metodologías de aprendizaje supervisado y no supervisado. Como es ampliamente reconocido en el campo de las técnicas de aprendizaje de máquina, el éxito de una propuesta que utilice estas metodologías depende en gran parte de la base de datos que contiene la información. Debido a esto, para realizar un análisis adecuado en términos del problema de estabilidad de tensión, es necesario disponer de una base de datos de alta calidad sobre el comportamiento del SEP para múltiples condiciones de operación, ante diferentes topologías de red y diversas situaciones de generación y carga. Finalmente, la calidad de la base de datos tiene una fuerte influencia en la capacidad de generalización de la técnica de aprendizaje y por ende en la utilidad de la metodología propuesta.

De otra parte, como se presentó en el capítulo tres, el análisis de estabilidad de tensión en un SEP se puede realizar mediante la evaluación de índices de estabilidad para determinar la proximidad al colapso. Los valores de estos índices indican la “distancia” de un punto específico de operación del sistema a un colapso de tensión y pueden utilizarse como instrumentos para definir la criticidad de las diferentes condiciones de operación que se presentan en un SEP (Dester & Castro, 2009). Con el fin de analizar en una etapa previa y fuera de línea, la estabilidad de diferentes condiciones de operación del SEP, tanto en condiciones normales como en contingencias, se emplearon en esta tesis, tres índices de barra: VCPI, índice L y SVSI; y tres de línea: L_{mn} , LQP y FVSI. La selección de los índices se realizó bajo la consideración de la simplicidad en su cálculo y la alta cantidad de citaciones en las principales bases de datos científicas de acuerdo a la revisión del capítulo 3. Adicionalmente, también se utiliza para propósitos de validación el índice SVSI, que se propone y define en esta tesis (capítulo 4).

La utilización de varios índices en la metodología propuesta, está justificada por la complementariedad de la información que se puede obtener, lo cual permite visualizar mejor la condición de operación del SEP en todo instante. En la formulación de cada índice (capítulos dos y cuatro), se tienen en cuenta diferentes características como la topología de la red, el flujo de potencia en las líneas, la tensión en las barras, el nivel de reactivos en generadores y los parámetros del SEP, entre los más importantes. De acuerdo a (Dester & Castro, 2009), ningún índice, de manera individual, es capaz de definir la estabilidad de tensión de un sistema en una forma exacta, debido a la característica no lineal del problema y a las consideraciones y simplificaciones que se utilizan para realizar su formulación. Por esta razón y una vez comprobada bajo simulación dicha hipótesis, en esta tesis se decidió utilizar tres índices por barra y tres por línea, con el fin de complementar las restricciones dadas en las formulaciones originales de cada uno.

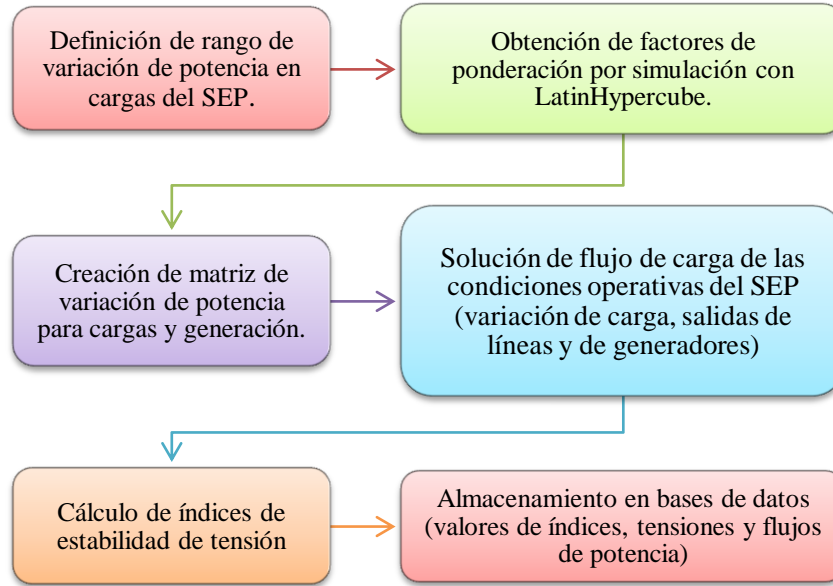
Para el cálculo de los índices seleccionados, se realizaron previamente análisis de flujos de carga en cada uno de los SEP de prueba, considerando simultáneamente variaciones aleatorias de la carga, contingencias (N-1) como salidas de líneas y de generadores. Para la simulación de los diferentes escenarios se consideró la variación aleatoria simultánea de la carga en el sistema, utilizando la técnica de LatinHypercube, con el fin de considerar una distribución adecuada de los datos en el espacio (McKay et al., 1979), como se explica posteriormente. Las contingencias se consideraron a partir de la salida de cada uno de los elementos mencionados y la posterior

evaluación del sistema, ante todas las condiciones de carga propuestas por la técnica LatinHypercube.

La base de datos obtenida tal como se presentó en el párrafo anterior, contiene para cada condición de operación, el valor de los índices de estabilidad de tensión de las barras y las líneas ya mencionados, el fasor de tensión en cada una de las barras y la potencia generada y la que fluye en cada línea.

En la figura 5.6, se presenta un esquema del proceso realizado para la generación de la base de datos del SEP.

Figura 5.6: Generación de la base de datos del SEP bajo estudio



A continuación se explican cada una de las etapas de la metodología propuesta para la generación de la base de datos presentadas en la figura 5.6.

▪ Definición del rango de variación de la potencia.

De acuerdo a la figura 5.6, se define inicialmente el rango de variación de las potencias en las cargas, considerando la mayor cantidad de condiciones de operación para el SEP. Para el caso propuesto se analizan las variaciones en condiciones de carga baja, carga base y sobrecarga.

Con el fin de analizar la estabilidad de tensión en un SEP, se proponen diferentes estrategias para variar su cargabilidad, según artículos frecuentemente citados en las bases de datos científicas. Entre las estrategias se encuentra el incremento de la potencia activa y reactiva de generadores y de toda la carga del sistema por un factor constante (Kessel and Glavitch, 1986); o el incremento de la potencia activa y reactiva de las cargas y sólo la potencia activa de los generadores hasta que se alcanza el punto de máxima cargabilidad). Generalmente, el incremento en el nivel de carga del sistema puede representarse por un parámetro $\lambda \in \Re$, el cual es un factor de ponderación que afecta a la potencia de las cargas según (5.4):

$$P_L = (1 + \lambda)P_{Lo}; \quad Q_L = (1 + \lambda)Q_{Lo} \quad (5.4)$$

Donde P_{Lo} y Q_{Lo} corresponden a las potencias base activa y reactiva de la carga, respectivamente. De la misma manera, es necesario modelar el incremento en la generación de potencia activa del sistema, tal como se presenta en la expresión (5.5):

$$P_G = (1 + \lambda)P_{Go} \quad (5.5)$$

Donde P_{Go} es la consigna inicial de generación de cada unidad del sistema. Generalmente, la variación del parámetro λ se realiza entre un valor de cero (carga nominal del sistema), hasta el valor donde el flujo de carga no presenta convergencia. De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada en el capítulo dos, el incremento en el nivel de carga normalmente se realiza con un mismo valor de λ , ya sea para sólo una, un grupo o en todas las barras de carga.

En este trabajo de investigación y para validar la metodología propuesta, se propone una simulación de la variación de las condiciones de carga más aproximada a la realidad, que la utilizada normalmente en las referencias antes mencionadas. Para este caso, se realizó la variación simultánea de la potencia en las barras de carga y de generación, pero cada una por un factor λ diferente, con el fin de ampliar el espacio de condiciones operativas posibles que se consideran normalmente. Para esto, se utilizó la metodología de muestreo de *LatinHypercube*, que permite generar un conjunto de factores de ponderación adecuadamente distribuido en el espacio de posibles puntos de operación. El espacio de variación de $(1 + \lambda)$ propuesto en el desarrollo de esta investigación está limitado entre 0,5 y 2,0 veces la carga base, lo cual permite considerar situaciones con niveles bajos y altos de carga para cada uno de los SEP analizados.

▪ Obtención de factores de ponderación por muestreo *Latin Hypercube*.

Existen diferentes estrategias para la selección de un número de muestras h_i sobre un rango definido de valores, en el diseño de un experimento genérico. Entre algunas de ellas se encuentran el muestreo aleatorio simple, en el cual son seleccionadas algunas unidades distintas entre la totalidad de las unidades poblacionales, de forma que cada posible combinación de unidades tiene la misma probabilidad de ser elegida. Otra alternativa que permite realizar una selección homogénea de la muestra, de tal manera que ésta sea representativa del universo o espacio de representación total, es el método basado en la técnica de *Latin Hypercube* (LHS, *Latin Hypercube sampling*) (McKay et al., 1979; Helton and Davis, 2003). El LHS ha tenido una amplia aplicación debido a que suministra una densa estratificación en el rango de cada variable de incertidumbre con un tamaño de muestra relativamente pequeño, mientras preserva las características probabilísticas de un muestreo aleatorio simple (Helton and Davis, 2003).

Para la definición de muestreo LHS se considera la función definida en (5.6):

$$\mathbf{q} = f(\mathbf{x}) \quad (5.6)$$

Donde el vector \mathbf{x} está definido por d componentes, tal como se presenta en (5.7):

$$\mathbf{x} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_d] \quad (5.7)$$

Ante el vector de entradas \mathbf{x} se obtienen diferentes valores de evaluación de la función \mathbf{q} , tal como se presenta en (5.8):

$$\mathbf{q} = [q_1, q_2, q_3, \dots, q_d] \quad (5.8)$$

En términos de probabilidad, la incertidumbre que existe para definir apropiadamente los valores de los elementos de \mathbf{x} , genera una incertidumbre asociada a los valores para los elementos de \mathbf{q} . Esta incertidumbre se puede caracterizar por la asignación de una secuencia de distribución de probabilidad según (5.9):

$$[P_1, P_2, \dots, P_d] \quad (5.9)$$

Donde cada elemento P_j corresponde a cada elemento de \mathbf{x} . La definición de las distribuciones se puede realizar de forma subjetiva o empírica y puede estar acompañada por la especificación de correlaciones y/u otras restricciones.

El algoritmo de LHS se define a continuación (Sallaberry et al, 2008)):

- a. El rango de variación R_{ij} de cada variable x_j se divide en h intervalos contiguos de igual probabilidad, en coherencia con la correspondiente distribución P_j , tal como se muestra en (5.10):

$$R_{ij}, i = 1, 2, \dots, h \quad (5.10)$$

- b. Se selecciona aleatoriamente un valor para la variable x_j del intervalo R_{ij} , de acuerdo con la distribución P_j para $i=1, 2, \dots, h$ y $j=1, 2, \dots, d$.
- c. Se combinan aleatoriamente los h valores para x_1 con los h valores de x_2 para producir los pares que se presentan en (5.11):

$$[R_{i1}, R_{i2}], \quad i = 1, 2, \dots, h \quad (5.11)$$

- d. Luego los pares precedentes se combinan en forma aleatoria con los h valores de x_3 para formar las tripletas, tal como se muestran en (5.12):

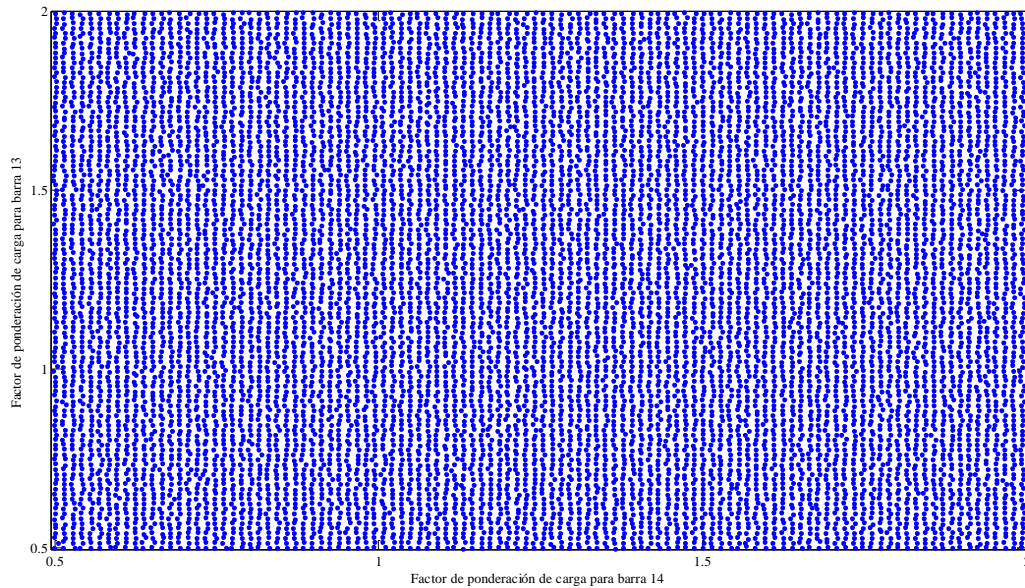
$$[R_{i1}, R_{i2}, R_{i3}], \quad i = 1, 2, \dots, h \quad (5.12)$$

- e. Se continúa el proceso de la misma manera a través de todas las d variables. Al final se obtiene un muestreo LHS de tamaño h de las d variables x_1, x_2, \dots, x_d , generadas de acuerdo con las distribuciones P_1, P_2, \dots, P_n , tal como se presentan en (5.13):

$$\mathbf{x}_i = [x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}], \quad i = 1, 2, \dots, h: \quad (5.13)$$

Con el procedimiento descrito anteriormente se generó el espacio de factores de ponderación $(1+\lambda)$, que se utilizan en la definición de los incrementos de carga y de generación, para cada uno de los SEP de prueba.

A manera de ejemplo, en la figura 5.7 se presenta la distribución de factores obtenida con LHS para el sistema IEEE 30 barras en sólo dos dimensiones, donde se observa cómo se distribuyen las muestras para considerar valores en la totalidad del espacio de representación. La dimensión del vector $(1+\lambda)$ depende del número de nodos de carga del SEP analizado.

Figura 5.7: Distribución de los factores de ponderación $(1 + \lambda)$ para el sistema IEEE de 14 barras

▪ **Creación de matriz de variación de potencias para cargas y generación.**

Una vez obtenidos los factores λ para cada una de las t combinaciones posibles o casos del SEP, se define una matriz de incrementos, como la que se presenta en (5.14). Según esta matriz, a todas las barras de carga se les asigna un incremento de potencia diferente y a las barras de generación se le asigna el valor promedio de factores para cada caso.

	barra 1	barra 2	...	barra Nb
caso 1	λ_{11}	λ_{12}	...	$\lambda_{1 Nb}$
caso 2	λ_{21}	λ_{22}	...	$\lambda_{2 Nb}$
.	.	.		.
.	.	.		.
.	.	.		.
caso t	λ_{t1}	λ_{t2}	...	$\lambda_{t Nb}$

(5.14)

La matriz de incrementos dada en (5.14) representa los diferentes escenarios operativos, en los cuales se presentan condiciones de carga baja, media y alta.

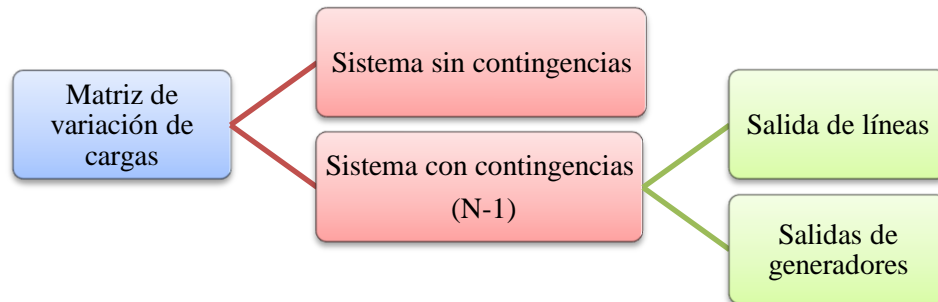
A partir de la definición de la matriz de incrementos, se puede inferir que en la metodología propuesta en esta tesis para el análisis de estabilidad de tensión mediante la identificación de áreas sensibles, no sólo se consideran condiciones de operación críticas (de máxima cargabilidad), sino también están incluidas aquellas condiciones de operación que pueden considerarse en un rango de operación normal. Esto permite definir una propuesta de monitoreo continuo sobre el sistema, que le brinda al operador de la red una herramienta útil para la adecuada operación del SEP, no sólo para condiciones críticas de operación.

▪ Solución de flujos de carga de las condiciones operativas del SEP.

Esta es una de las etapas de simulación importantes dentro de la metodología propuesta, ya que de la calidad de sus resultados depende el desarrollo de la herramienta de monitoreo. Las simulaciones del flujo de carga se realizaron en PSAT (Milano, 2001) para cada una de los casos definidos por los incrementos de carga y las contingencias. PSAT es un toolbox de Matlab empleado para realizar análisis estático, dinámico y control sobre sistemas eléctricos de potencia.

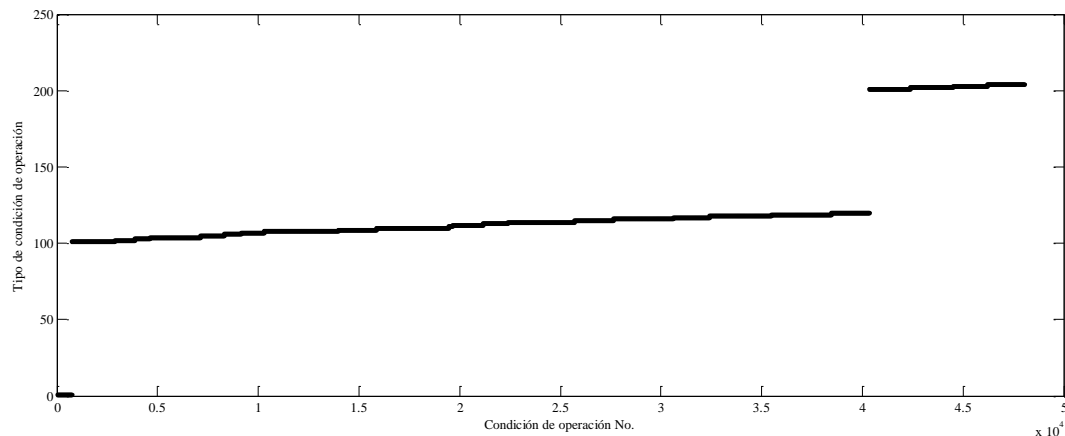
El número de casos depende del tamaño del sistema, por ejemplo para el sistema IEEE 14 barras se obtuvo una matriz de 12000 casos de incrementos de carga para realizar simulaciones con el SEP en tres estados: Sin contingencias y con contingencias ($N-1$) de línea y de generadores, tal como se presenta en la figura 5.8.

Figura 5.8. Esquema de condiciones de operación consideradas



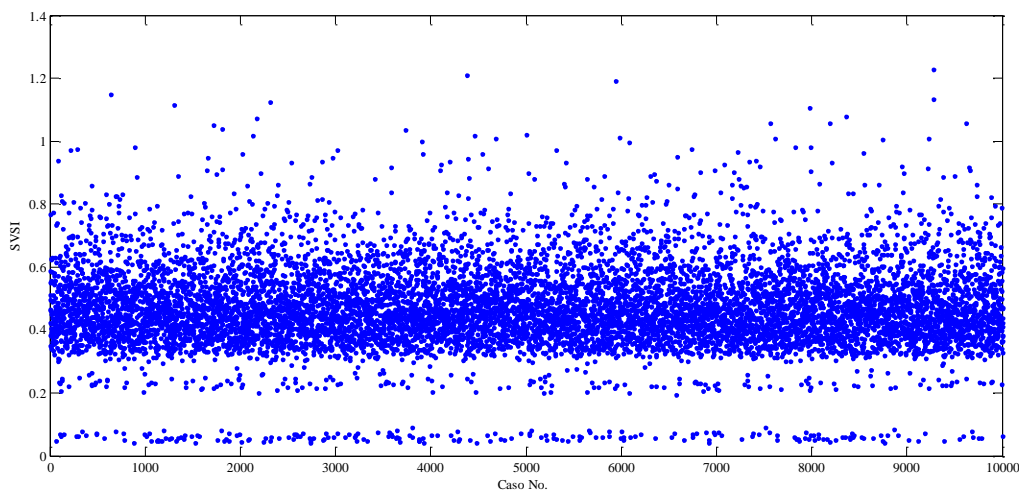
Para la condición de operación del sistema bajo contingencias ($N-1$) se consideraron salidas de líneas y de unidades de generación. Por ejemplo para un sistema SEP dado, se considera la salida de una de las líneas del sistema y se ejecutan los flujos de carga de los 12000 casos diferentes dados por la matriz de ponderación; posteriormente se realiza la salida de otra línea del sistema y se ejecutan nuevamente los 12000 casos y así sucesivamente. De igual forma, se obtienen los resultados de los flujos de carga, considerando la salida de una unidad de generación a la vez. Posteriormente, se realiza la depuración de algunos casos, debido a que es posible que no todos los flujos de potencia presenten convergencia bajo las contingencias propuestas.

A modo de ejemplo, para el sistema de 14 barras se generaron aproximadamente 258206 condiciones de operación factibles por la convergencia del flujo de carga. Para este sistema, se tienen 49833 condiciones de operación en las cuales al menos uno de los índices de estabilidad de línea o de nodo tienen un valor considerado como crítico. El número de condiciones de operación críticas desde el punto de vista de solución de los flujos de carga, se ilustran en la figura 5.9, donde los identificados con valores del eje vertical cercanos a cero, corresponden a las condiciones de operación sin contingencia, los identificadas con valores cercanos a 100 corresponde las condiciones de operación con contingencia ($N-1$) de línea y finalmente, los valores cercanos a 200 corresponden a las condiciones de operación ante salidas de generadores. Se observa que la salida de líneas representa la mayor cantidad de las condiciones de operación del sistema que conforma la base de datos, seguidas de la salida de generadores y por último de condiciones de operación sin contingencia.

Figura 5.9: Distribución de condiciones de operación

▪ Cálculo de índices de estabilidad de tensión.

En esta etapa, con los resultados entregados por los flujos de carga, se determinan los índices de estabilidad de barra VCPI, índice L y SVSI y los índices de estabilidad de línea L_{mn} , LQP y FVSI del sistema bajo análisis, para cada una de las condiciones de operación definidas. A modo de ejemplo, en la figura 5.10 se presentan los valores obtenidos para el cálculo del índice SVSI para la barra 14 del sistema IEEE 14 (considerada como la más crítica desde el punto de vista de estabilidad de tensión, por tener el menor margen de reactivos), para las 10000 primeras condiciones de operación mostrados en la figura 5.9.

Figura 5.10: Comportamiento del índice SVSI barra 14 del sistema IEEE14 para 10000 condiciones de operación.

Se observa de la figura anterior como las condiciones operativas analizadas permiten exponer al sistema bajo condiciones estables e inestables en tensión, de acuerdo a los valores del índice.

- **Almacenamiento en las bases de datos.**

Como etapa final, se tiene la obtención de una base de datos para cada uno de los casos analizados, cuyos elementos son los índices de estabilidad para cada barra y cada línea del SEP, las tensiones en las barras en magnitud y ángulo, la potencia activa y reactiva que fluye por las líneas y la potencia reactiva generada. El número de características o descriptores para cada condición de operación almacenada en la base de datos, depende del número de barras y líneas de cada uno de los sistemas analizados. Para el análisis propuesto en esta tesis se utilizaron tres índices de estabilidad por cada barra y tres índices de estabilidad por cada línea, para el número total de condiciones de operación analizadas en un SEP bajo estudio. Como ya se mencionó, los índices se seleccionaron considerando su amplia citación en las principales bases de datos.

5.3.3 Etapa 3: Definición de criterios de similitud para el agrupamiento de condiciones de operación críticas

El objetivo de esta etapa es la definición de los criterios que se utilizan para la conformación de grupos de condiciones de operación, según el grado de similitud que existe entre los índices de nodo y de línea que están relacionados con la estabilidad de la tensión en el SEP. Como se muestra en esta propuesta, los grupos se caracterizan por un prototipo, que permite clasificar cualquier condición dentro de los márgenes de riesgo de colapso de tensión de nodos o de líneas en un SEP, a partir sólo de la medición de tensiones y flujos de potencia en el SEP monitorizado. A continuación se definen algunos conceptos empleados en esta etapa.

- **Condiciones de operación y descriptores.**

La variable condición de operación es un vector de datos \mathbf{x}_i que contiene la respuesta del SEP, ante una condición i impuesta para su operación, como la variación en la carga y/o ante la salida de una línea o un generador. Cada una de las componentes del vector condición de operación \mathbf{x}_i , se indica como descriptor x_{ij} y corresponde a las magnitudes y ángulos de las tensiones, flujos de potencia o índices de estabilidad previamente definidos para nodos y líneas. El vector condición de operación \mathbf{x}_i se define tal como se indica en (5.15):

$$\mathbf{x}_i = [x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{ij}, \dots, x_{id}] \quad (5.15)$$

Como la respuesta del SEP ante las condiciones de operación están definidas por los índices de estabilidad, éstos a su vez, definen las zonas de estabilidad de tensión dentro del SEP. Así, los nodos y líneas que tengan índices que evidencien un problema de estabilidad de tensión, pueden conformar una zona determinada como crítica; otros que tengan valores que no evidencien un problema inminente pueden considerarse que conforman una zona del SEP menos problemática. Mediante estos criterios se puede zonificar el SEP, según el grado de severidad, evaluado a partir de los índices de estabilidad.

- **Conjunto de grupos o agrupamientos.**

Un conjunto de grupos (agrupamiento) A_g contiene gt grupos totales. Cada grupo G_g contiene un número mt determinado de condiciones de operación $\mathbf{x}_{mt,g}$. Las mt condiciones de operación que

pertenecen al grupo G_g tienen características similares en cuanto a los índices de estabilidad de tensión, de nodo, de línea, o ambos.

▪ **Estrategia de conformación de grupos de condiciones de operación en el contexto de la estabilidad de tensión.**

Como ya se mencionó, un conjunto de grupos o agrupamiento (A_y) contiene varios grupos gt , tal como se presenta en la figura 5.11. La definición de los agrupamientos se realiza con la técnica de aprendizaje no supervisado *k-means*.

Cada grupo (G_g) contiene mt condiciones de operación ($\mathbf{x}_{mt,g}$), de las n condiciones totales de la base de datos. Este grupo representa una forma de zonificar el SEP, considerando el valor de los índices para estas mt condiciones de operación. En un conjunto de grupos cualquiera (A_y), existen gt formas diferentes de zonificar, o determinar zonas críticas y no críticas del SEP bajo análisis (tantas como el número de grupos de condiciones de operación, se hayan conformado).

Figura 5.11: Conjunto de grupos o agrupamiento A_y compuesto por gt grupos totales

$G_1: \mathbf{x}_{1,1}, \mathbf{x}_{2,1}, \mathbf{x}_{3,1}, \dots, \mathbf{x}_{a,1}$	Grupo 1	Zonificación 1
$G_2: \mathbf{x}_{1,2}, \mathbf{x}_{2,2}, \mathbf{x}_{3,2}, \dots, \mathbf{x}_{c,2}$	Grupo 2	Zonificación 2
⋮	⋮	⋮
$G_g: \mathbf{x}_{1,g}, \mathbf{x}_{2,g}, \mathbf{x}_{3,g}, \dots, \mathbf{x}_{mt,g}$	Grupo g	Zonificación g
⋮	⋮	⋮
$G_{gt}: \mathbf{x}_{1,gt}, \mathbf{x}_{2,gt}, \mathbf{x}_{3,gt}, \dots, \mathbf{x}_{p,gt}$	Grupo gt	Zonificación gt

En el caso de la figura 5.11, se cumple que el número total de condiciones de operación utilizadas para el proceso de agrupamiento está dado por (5.16):

$$n = a + c + \dots + mt + \dots + p \quad (5.16)$$

Donde $a, c, \dots, mt, \dots, p$ corresponden al número total de condiciones de operación que existen en cada grupo g de la figura 5.11.

Adicionalmente, en la figura 5.11 se aprecia que el grupo G_g se compone por las condiciones de operación $\mathbf{x}_{1,g}, \mathbf{x}_{2,g}, \mathbf{x}_{3,g}, \dots, \mathbf{x}_{mt,g}$, cada una de las cuales a su vez está definida, entre otros, por índices asociados a la estabilidad de tensión de barra y de línea.

Como se mencionó con anterioridad, sí existen condiciones de operación que conforman el mismo grupo G_g , esto implica que todas las condiciones de operación son similares, tal como se presenta en (5.17).

$$\mathbf{x}_{1,g} \approx \mathbf{x}_{2,g} \approx \mathbf{x}_{3,g} \approx \dots \approx \mathbf{x}_{mt,g} \quad (5.17)$$

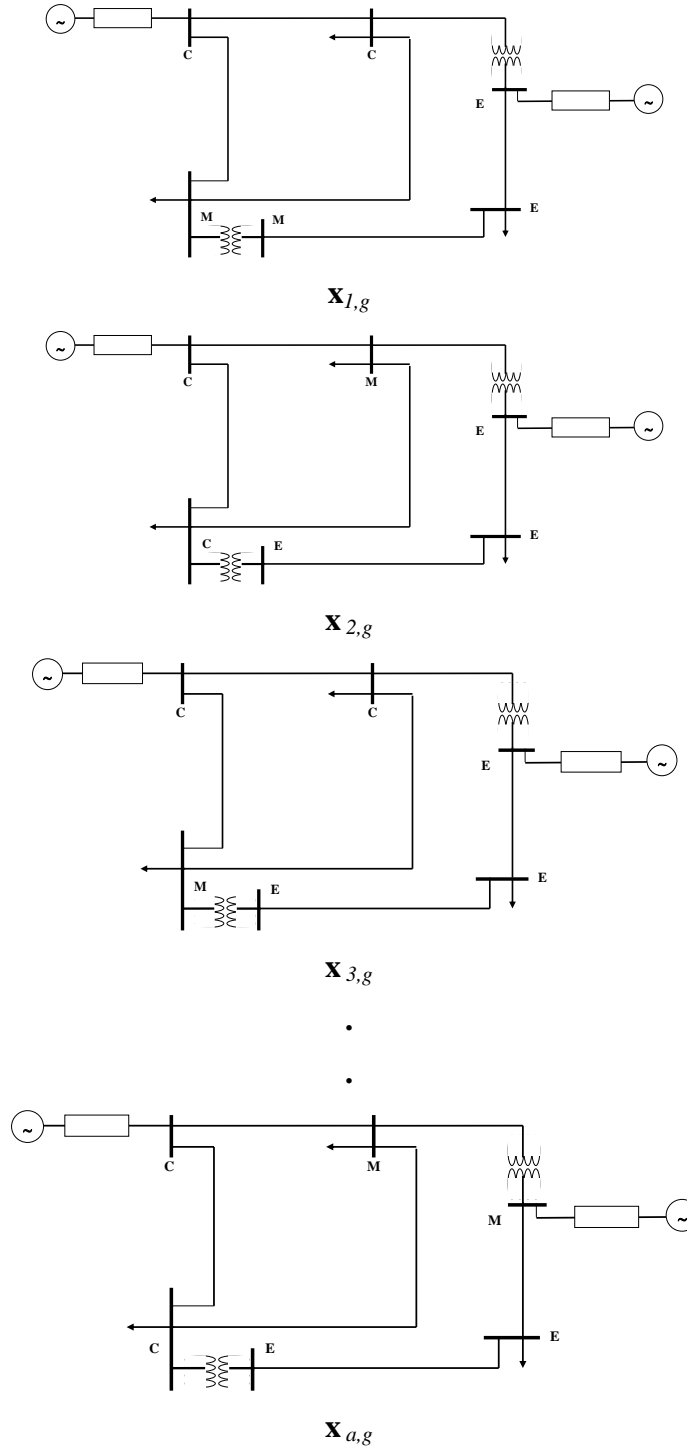
Así, cada descriptor de la condición de operación \mathbf{x}_i se parece al descriptor de la condición de operación \mathbf{x}_j , siempre y cuando estas condiciones de operación formen parte del mismo grupo G_g , tal como se indica en (5.18):

$$x_i(\mathbf{x}_{1,g}) \approx x_i(\mathbf{x}_{2,g}) \approx x_i(\mathbf{x}_{3,g}) \approx \dots \approx x_i(\mathbf{x}_{mt,g}) \quad (5.18)$$

Como cada descriptor es un índice asociado a la estabilidad de tensión, entonces se puede afirmar que las barras y las líneas ante una condición de operación tienen índices x_i parecidos a otra condición de operación, si las condiciones de operación comparadas están en el mismo grupo G_g .

A partir de lo anterior, se pueden conformar zonas según el grado de severidad que se asigne a los índices, en donde cada nodo y línea pertenece a una zona de severidad (que varía de baja a alta), según el valor del índice. El centroide o prototipo del grupo obtenido por la técnica *k-means* es el indicativo de las zonas que se definen para cada uno de los grupos de condiciones de operación.

Figura 5.12: Ejemplo de las a condiciones de operación que conforman el grupo G_g



En la figura 5.12, se presentan de forma genérica, las a condiciones de operación que conforman el grupo g (G_g), las cuales tienen zonificaciones muy similares según el proceso de agrupamiento, en este caso y como ejemplo gráfico, considerando sólo un índice de nodo determinado en tres rangos como crítico (C), medio (M) o estable (E). Para este caso, se muestra cómo cada uno de los nodos tiene una criticidad similar, lo cual valida la confirmación del grupo g a partir de las a condiciones de operación.

▪ **Estrategias para determinación del grado de adecuación de un conjunto de grupos o agrupamiento (A_y).**

Debido a que para un mismo conjunto de datos, se pueden obtener resultados diferentes de acuerdo al algoritmo de agrupamiento utilizado o a los parámetros de inicialización empleados, se debe determinar si la clasificación obtenida mediante la metodología aplicada es adecuada. En esta tesis se proponen tres formas para medir el grado de adecuación de un conjunto específico de grupos o de una estrategia de agrupamiento: la primera está asociada al problema de estabilidad, mediante la estimación de la diferencia ponderada entre las tensiones de los nodos de cada zona de severidad establecida por cada grupo de condiciones de operación (G_g). La segunda es una aproximación netamente matemática, asociada al error de los datos de un agrupamiento y finalmente una tercera forma asociada a los grupos de elementos del SEP (líneas y nodos), que tienen los mismos rangos de criticidad en sus índices de estabilidad de tensión.

Los indicadores propuestos permiten comparar los conjuntos de grupos o agrupamientos obtenidos. Según lo anterior, el agrupamiento A_y se puede comparar con el agrupamiento (A_{y-1}), para determinar cuál es el mejor.

A continuación se presentan cada una de las tres estrategias empleadas en la medición del grado de adecuación de los agrupamientos obtenidos con el algoritmo k-means.

a. Estrategia basada en las diferencias de las tensiones.

A partir de la definición del problema de estabilidad plenamente entendido como fenómeno físico, se considera para propósitos de este trabajo de investigación, la adecuación según la estimación de las diferencias de tensión en los nodos que conforman una misma área de severidad. Este criterio se establece de acuerdo a la definición dada por Schlueter et al., en 1991, donde se considera que si un grupo de barras cercanas geográficamente, responde en forma similar en las variaciones de tensión ante perturbaciones externas, ésta se define como un área de control de tensión.

Como cada conjunto de grupos o agrupamiento (A_y) contiene gt grupos de condiciones de operación y cada grupo G_g es una forma de zonificar el SEP, según los intervalos de severidad definidos para los índices, entonces se pueden determinar los nodos que definen cada zona de severidad (Z_s), para cada condición de operación $x_{m,g}$ que conforma el grupo G_g . Para una zona Z_s , en la cual se tienen nt nodos, las diferencias de los descriptores de tensión (DV_i) son aquellas que se presentan en la tabla 5.1.

A partir de la tabla 5.1, se deduce que para cada zona de severidad (Z_s) que tiene nt nodos totales que representan la condición de operación $x_{m,g}$, que a su vez pertenece al grupo G_g , se tiene que el número de diferencias de tensiones está dado por (5.19). De igual forma, el error ponderado de las tensiones para la zona de severidad Z_s que tiene nt nodos está dado por (5.20).

Tabla 5.1: Diferencias de tensión para los nt nodos que pertenecen a una misma zona de severidad (Z_s), en caso de la condición de operación $C_{m,g}$.

Índice de la diferencia	Diferencias posibles entre las tensiones de nodos de la zona				
1	$DV_1 - DV_2$	$DV_2 - DV_3$	$DV_3 - DV_4$	\dots	$DV_{nt-1} - DV_{nt}$
2	$DV_1 - DV_3$	$DV_2 - DV_4$	$DV_3 - DV_5$	\dots	
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
$i - 1$	$DV_1 - DV_i$	$DV_2 - DV_i$	$DV_3 - DV_i$	\dots	
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
$nt - 3$	$DV_1 - DV_{nt-2}$	$DV_2 - DV_{nt-1}$	$DV_3 - DV_{nt}$	\dots	
$nt - 2$	$DV_1 - DV_{nt-1}$	$DV_2 - DV_{nt}$			
$nt - 1$	$DV_1 - DV_{nt}$				

$$N_{diff} = \sum_{i=1}^{nt} (nt - i) \quad (5.19)$$

$$\Delta V_{(Z_s)(\mathbf{x}_{m,g})} = \frac{\sum_{i=1}^{nt} |(nt - i)DV_i - \sum_{j=i+1}^{nt} DV_j|}{\sum_{i=1}^{nt} (nt - i)} \quad \forall i \in Z_s \quad (5.20)$$

La diferencia de tensión propuesta en la ecuación (5.20) se debe considerar para todas las zonas (st) que existen o se conforman en la condición de operación $\mathbf{x}_{m,g}$, tal como se indica en (5.21):

$$\Delta V_{\mathbf{x}_{m,g}} = \frac{1}{st} \sum_{s=1}^{st} \Delta V_{(Z_s)(\mathbf{c}_{m,g})} \quad (5.21)$$

Ahora, para el cálculo del error ponderado de todas las condiciones de operación (mt) que conforman el grupo G_g , se deben adicionar todos los errores por cada condición de operación, tal como se indica en (5.22):

$$\Delta V_{G_g} = \frac{1}{mt} \sum_{m=1}^{mt} \Delta V_{\mathbf{x}_{m,g}} \quad (5.22)$$

Finalmente, para calcular el error ponderado del conjunto de grupos o agrupamiento (A_y), se deben agregar los errores de cada uno de los gt grupos que lo conforman, tal como se muestra en (5.23):

$$\Delta V_{A_y} = \frac{1}{gt} \sum_{g=1}^{gt} \Delta V_{G_g} \quad (5.23)$$

El error ponderado permite comparar la calidad de los conjuntos de grupos A_y y A_{y-1} , con el fin de determinar un proceso de selección de parámetros de la técnica de agrupamiento, que permitan

obtener la mejor forma de agrupar todas las condiciones de operación en la base de datos (mejor conjunto de grupos A^*).

b. Estrategia basada en el índice Davis Bouldin (DB).

Este índice forma parte de aquellas funciones estadístico-matemáticas que permiten evaluar el cumplimiento de una propiedad o la combinación de éstas en una partición en forma cuantitativa (Davies and Bouldin, 1979). Se fundamenta en la información del propio agrupamiento y por tanto no necesita información adicional sobre el sentido físico del problema y tampoco requiere de la repetición del proceso para definir el mejor agrupamiento A^* .

Mediante el índice DB se evalúa la homogeneidad de cada agrupamiento, la cual permite determinar que tan cerca se encuentran sus elementos y la separación de cada uno los agrupamientos definidos. El índice DB utiliza la media de las distancias de los elementos de un agrupamiento A_i a su centroide o prototipo.

Dada una partición de los agrupamientos (compuesta por los grupos $G_1, G_2, \dots, G_i, \dots, G_j, \dots, G_{gt}$), se define la similaridad relativa $RS_{i,j}$ entre G_i y G_j de acuerdo a (5.24):

$$RS_{i,j} = \frac{S_i + S_j}{l_{i,j}} \quad (5.24)$$

Donde S_i es una medida de dispersión asociada a la distancia promedio cuadrática desde cada registro \mathbf{x} del i -ésimo agrupamiento a la media, tal como se define en (5.25). La variable $l_{i,j}$ es la distancia media entre los grupos G_i y G_j y está definida como (5.26):

$$S_i = \frac{1}{mt_i} \sum_{i=1}^{mt_i} \|\mathbf{x} - \mathbf{w}_i\| \quad (5.25)$$

$$l_{i,j} = \|\mathbf{w}_i - \mathbf{w}_j\| \quad (5.26)$$

Donde \mathbf{w}_i y \mathbf{w}_j representan los centros de los agrupamientos G_i y G_j , respectivamente. mt_i es el número total de condiciones de operación para cada grupo i .

Posteriormente como medida de separabilidad, el índice DB utiliza la distancia entre los centros de los grupos, cuantificada con una norma como la euclídea. Una vez definida la similaridad $RS_{i,j}$, se puede definir la máxima similaridad relativa (MRS_i) entre dos grupos G_i y G_j , tal como se define en (5.27):

$$MRS_i = \max_{j=1, \dots, gt, i \neq j} (RS_{i,j}), \quad i = 1, \dots, gt \quad (5.27)$$

El índice DB_{Ay} está definido para un agrupamiento que contiene los grupos (G_1, G_2, \dots, G_{gt}) como el valor promedio de las MRS_i ($i=1, 2, \dots, gt$), según se muestra en (5.28):

$$DB_{Ay} = \frac{1}{gt} \sum_{i=1}^{gt} MRS_i \quad (5.28)$$

Cuando se obtiene un valor bajo de este índice, entonces se considera que los grupos son compactos y están adecuadamente separados de acuerdo a (Maulik and Bandyopadhyay, 2002). Por lo tanto, el agrupamiento A^* que contiene un determinado número de grupos y que logra minimizar el índice DB, se selecciona como el más adecuado.

c. Estrategia cualitativa basada en el número de clases representativas, según las zonas de severidad de los índices de tensión para líneas y nodos.

Esta estrategia se fundamenta en la definición de zonas de severidad según los índices de estabilidad de tensión para las líneas y las barras. Si se considera que cada uno de los grupos de condiciones de operación tienen características similares, tal como se presentó gráficamente en la figura 5.12, entonces cada uno de los prototipos que representa el grupo de condiciones de operación tiene unos valores determinados para los índices de estabilidad.

Las zonas de severidad son típicamente tres (bajo, medio y alto), aunque se pueden definir más, según el intervalo numérico de los índices, que normalmente varía de cero a uno. Una severidad alta, indica una estabilidad crítica (C), la zona de severidad baja indica que el elemento es estable (E) y finalmente una zona intermedia indica que la estabilidad de la barra o línea es media (M).

Considerando la definición de las zonas, se puede tener una forma para determinar un grado de similitud entre varios agrupamientos. Aunque cada agrupamiento esté caracterizado por valores diferentes de los índices de severidad, si éstos se convierten a intervalos que definen las zonas de severidad, los agrupamientos son iguales. A manera de ejemplo, en dos grupos en los cuales las barras tienen valores de índices diferentes, tal como se muestra en la figura 5.13a, se convierten en el mismo agrupamiento si se consideran los índices en forma de intervalos que definen las zonas de severidad, como se muestra en la figura 5.13b.

Figura 5.13: Comparación entre los prototipos de dos grupos de condiciones de operación, a partir de los índices representados con su valor numérico (a), y representados con su valor cualitativo dentro de una zona de severidad (b).

Grupo 1		Grupo 2		Grupo 1		Grupo 2	
Elemento	Índice	Elemento	Índice	Elemento	Índice	Elemento	Índice
B1	0,32	B1	0,22	B1	E	B1	E
B2	0,56	B2	0,65	B2	M	B2	M
B3	0,82	B3	0,92	B3	C	B3	C
B4	0,21	B4	0,04	B4	E	B4	E
B5	0,91	B5	0,96	B5	C	B5	C
B6	0,54	B6	0,45	B6	M	B6	M

a) b)

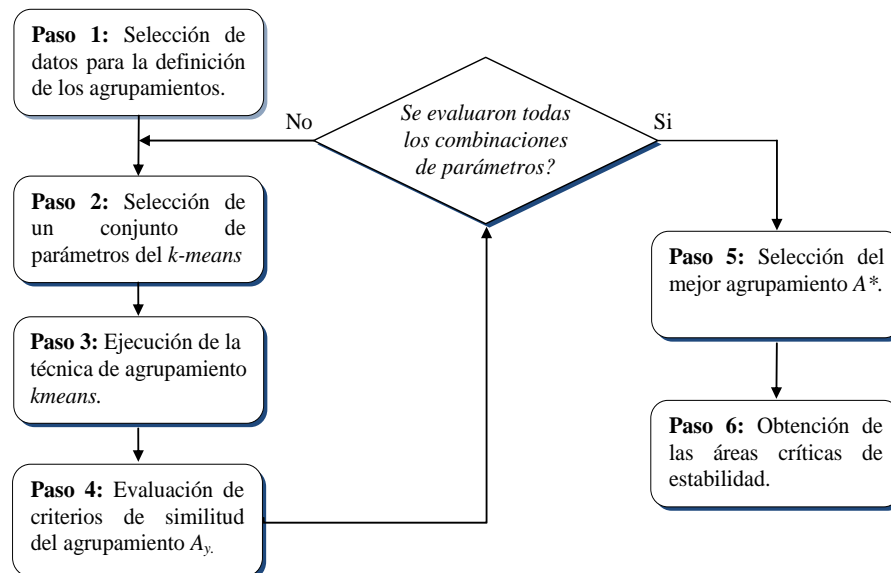
A partir de lo presentado en la figura 5.13, se aprecia que dos grupos de condiciones de operación pueden ser diferentes considerando los valores numéricos de los índices, pero cuantificados como una zona de severidad se aprecia que el grupo uno y el grupo dos son iguales y por lo tanto representan la misma situación del SEP.

De acuerdo con este criterio, el número de grupos diferentes para un SEP es finito y a partir de cierto número de agrupamientos ya no existe una separación en clases diferentes, desde el punto de vista de los criterios cualitativos de estabilidad. Por tanto, el número de grupos en el mejor agrupamiento A^* , no debe ser mayor que el número de grupos donde ya no existen clases diferentes, debido a que en cada clase nueva ya no existe información significativa sobre una división adicional.

5.3.4 Etapa 4: Determinación de áreas de críticas de estabilidad a partir de criterios de similitud.

La metodología propuesta para determinar el mejor agrupamiento que contiene las áreas críticas de estabilidad se presenta esquemáticamente en la figura 5.14. Cada uno de los pasos allí propuestos se presentan detalladamente en esta sección.

Figura 5.14: Metodología propuesta para determinar el mejor agrupamiento que contiene las áreas críticas de estabilidad en un SEP.



▪ Paso 1: Selección de datos para la definición de los agrupamientos.

Los datos para realizar los agrupamientos se obtienen de la matriz de condiciones de operación, en la cual se almacena cada una de las situaciones del SEP simuladas, considerando diferentes perturbaciones que afectan la estabilidad de la tensión (variaciones en la carga, salida de líneas y salida de generadores). Los datos para la definición de los agrupamientos están definidos por una serie de características llamadas descriptores y corresponden a los índices de tensión de barras y de líneas.

▪ Paso 2: Selección de un conjunto de parámetros de la técnica de agrupamiento *k-means*.

De acuerdo a la selección de los parámetros de una técnica de agrupamiento, se pueden obtener diferentes formas de agrupamiento o conjuntos de grupos de las condiciones de operación definidas con la información obtenida en el paso 1, por lo que se debe tener la posibilidad de variar los parámetros y escoger la mejor configuración. Para el problema propuesto, los valores posibles de parametrización del *k-means* son finitos y para su evaluación no se requiere un gran esfuerzo computacional, ya que no se necesita de una técnica avanzada de optimización para la búsqueda en un espacio posible de soluciones.

Para la técnica seleccionada, los parámetros básicamente corresponden a la norma y al número de grupos del agrupamiento, los cuales se estiman entre un rango de número mínimo y máximo de grupos. Las normas utilizadas son la Manhattan (norma 1), la Euclídea (norma 2) y la Chebishev.

Para configurar el algoritmo de agrupamiento, se selecciona un número de grupos y una norma de un conjunto posible, como se definió anteriormente.

- **Paso 3: Ejecución de la técnica de agrupamiento.**

Con la técnica de agrupamiento *k-means* previamente parametrizada, se obtiene un conjunto de grupos o lo definido como el agrupamiento A_y . Éste se almacena de forma provisional, junto con los parámetros utilizados por la técnica, para posteriormente, en la siguiente iteración del algoritmo, se pueda comparar con el agrupamiento A_{y+1} .

- **Paso 4: Evaluación de los criterios de similitud para el agrupamiento A_y .**

El cálculo o evaluación de los criterios de similitud para el conjunto de grupos o agrupamiento A_y , se realiza para comparar la conveniencia de este conjunto de grupos con otro grupo A_{y+1} . Los indicadores utilizados para determinar la calidad del agrupamiento son los definidos previamente (Diferencias de las tensiones, índice Davis Bouldin y el número de clases representativas).

Los pasos 2, 3 y 4 se repiten para todos los posibles conjuntos de parametrización definidos por las normas y la cantidad de grupos deseada.

- **Paso 5: Obtención del mejor agrupamiento A^* .**

Para obtener el mejor agrupamiento A^* se realiza una evaluación del comportamiento del error ponderado, basado en la técnica de diferencia de tensiones, el índice Davis Bouldin y el número de clases representativas. Este agrupamiento es el que mejor caracteriza la división de las diferentes condiciones de operación del SEP, que conforman la base de datos para evaluación. Los parámetros del mejor agrupamiento corresponden al número de grupos y a la norma con la que los índices de similitud tienen un mejor comportamiento.

Finalmente, el mejor agrupamiento relaciona la etiqueta asignada a un grupo con cada una de las condiciones de operación de la base de datos. La etiqueta de cada grupo se conoce como clase o prototipo, de tal manera que cada condición de operación almacenada en la base de datos queda asociada a la clase obtenida según el mejor agrupamiento (A^*).

- **Paso 6: Obtención de las áreas críticas de estabilidad.**

Las áreas críticas de estabilidad se obtienen a partir del prototipo de cada una de las clases o grupos del mejor agrupamiento obtenido. En este prototipo se pueden agrupar estos elementos, según los índices que permiten determinar la estabilidad para cada una de las barras o las líneas del SEP. El número de características cualitativas que permiten representar la estabilidad es variable y depende de la experiencia y el criterio del operador de red. Un ejemplo de tres calificaciones cualitativas de la estabilidad de un elemento, es que éste se clasifique como crítico (C), medio (M) y estable (E), para índices con valores altos, medios o bajos.

A partir de lo anterior, cada una de las clases o grupos de condiciones de operación que existen en el mejor agrupamiento (A^*), están asociadas con unas características de estabilidad de los elementos del SEP (C, M ó E), lo cual define a su vez elementos o áreas críticas. En el siguiente capítulo y para los ejemplos propuestos, las diferentes condiciones de severidad se definen a partir de un código de colores para su representación gráfica en el diagrama unifilar del SEP analizado.

5.3.5 Etapa 5: Reconocimiento en línea de áreas críticas de estabilidad de tensión mediante un clasificador basado en máquinas de soporte vectorial.

Considerando que cada uno de los grupos que conforman el agrupamiento A^* está representado por una clase o prototipo y éste define las diferentes áreas según las condiciones de severidad para la estabilidad de tensión del SEP, se puede utilizar la base de datos de condiciones de operación para entrenar una herramienta basada en una estrategia de aprendizaje de máquina, para que reconozca una condición de operación nueva y la clasifique en línea. Esta es una tarea típica de clasificación, como las que se suelen utilizar con éxito en otros campos de la ingeniería como predicción de la demanda, localización de fallas, detección de pérdidas negras, entre muchas otras.

En este caso, se propone la utilización de las máquinas de soporte vectorial (SVM), como técnica de aprendizaje supervisado a partir de una base de datos que tenga una relación entre los conjuntos de entrada y salida. Como conjunto de salida se utilizará la clase obtenida de la estrategia de agrupamiento, mientras que como conjunto de entrada se proponen las variables de operación del sistema (tensiones en magnitud y ángulo y/o flujos de potencia activa y reactiva, entre otros) para definir el conjunto de entrenamiento.

Como ya se mencionó anteriormente, la parametrización de la SVM se realiza utilizando el algoritmo genético de Chu Beasley y la técnica de validación cruzada. Los parámetros que se definen en la etapa de parametrización son la constante de penalización C y el parámetro del *kernel* de base radial RBF (p-kernel) (Correa et al., 2011; Bernhard and Smola, 2002).

Utilizando la SVM ya entrenada, ante cualquier nueva condición del sistema de potencia (caracterizada por los fasores de tensión en las barras y los fasores del flujo de potencia en las líneas), se puede reconocer en línea, la clase a la cual ésta pertenece. Si cualquier condición se clasifica adecuadamente, entonces sólo basta con determinar cuáles son las áreas críticas dependiendo de las características cualitativas de estabilidad de cada uno de los elementos del SEP analizado, con lo cual se reduce el tiempo de análisis.

5.4 Conclusiones.

La determinación de áreas críticas en tensión para implementar acciones de control en forma localizada, es una tarea que ha sido abordada desde muchas perspectivas por varios autores (de acuerdo a la revisión realizada en el capítulo dos), debido a su importancia en el aseguramiento de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, la implementación de algunas de estas metodologías ha quedado rezagada a aplicaciones fuera de línea, debido a características específicas de su formulación (utilización y reducción de la matriz Jacobiana para determinadas condiciones de operación).

Debido a la cantidad de condiciones de operación que se pueden presentar en un SEP, en esta tesis se proponen metodologías de aprendizaje de máquina para agilizar el proceso de monitoreo y detección de áreas críticas de estabilidad de tensión, que le permitan posteriormente al operario del sistema, realizar las acciones de prevención y control pertinentes. Una de las ventajas que ofrece la identificación de áreas críticas de tensión es la adecuada planeación de las estrategias de control sobre algunas barras específicas del SEP, lo cual es especialmente útil en sistemas de gran tamaño. Esto permite por una parte, simplificar el monitoreo del SEP ante condiciones críticas o de alerta y por otra parte minimizar los recursos (tiempo y esfuerzo computacional) en el análisis y mitigación de eventos críticos.

A partir de lo anterior, en este capítulo se presenta la metodología general propuesta en la tesis para la identificación en línea de áreas de inestabilidad de tensión empleando técnicas de agrupamiento y clasificación. Específicamente, se propone la utilización del algoritmo *kmeans* y máquinas de soporte vectorial, para analizar grandes cantidades de datos que representan diferentes condiciones de operación del SEP. Estas técnicas de análisis de bases de datos se seleccionaron debido que han demostrado su efectividad y validez en otros campos de aplicación.

Finalmente, se proponen específicamente nuevas estrategias para la determinación del grado de adecuación de los agrupamientos realizados con las respuestas del SEP ante diferentes condiciones de operación. Para la definición propuesta, no sólo se emplearon criterios ya definidos y conocidos como el índice de validación Davis Bouldin, sino que adicionalmente se emplearon algunos propuestos, basados y adaptados a las características propias de la definición de áreas sensibles y/o críticas en estabilidad de tensión.

6. Aplicación de la metodología para determinación de áreas críticas en estabilidad de tensión.

6.1 Introducción.

En el capítulo cuatro se presentó la metodología propuesta para la determinación de áreas críticas en estabilidad de tensión empleando técnicas de agrupamiento y de aprendizaje de máquina. En este capítulo se presenta la aplicación de esta metodología sobre los sistemas de potencia propuestos por la IEEE de 14 y 30 barras.

El capítulo está organizado según la estructura seguida para el planteamiento de la metodología propuesta.

6.2 Descripción de los sistemas de prueba.

Los sistemas de prueba utilizados para validar la metodología propuesta son los sistemas IEEE de 14 barras e IEEE de 30 barras, los cuales han sido ampliamente analizados desde el punto de vista de estabilidad de tensión en muchas referencias bibliográficas, lo cual permite realizar análisis comparativos de los resultados obtenidos.

6.2.1 Sistema IEEE de 14 barras.

El sistema presentado en el capítulo cuatro (figura 3.2) se utiliza inicialmente en la aplicación de la metodología para la identificación de áreas críticas de estabilidad de tensión, debido a su simplicidad pero ante todo a sus características topológicas que implican la presencia de algunas

condiciones específicas de estabilidad de tensión. El sistema tiene 20 líneas de transmisión, nueve barras de carga y cinco generadores síncronos, de los cuales tres actúan como compensadores.

El sistema IEEE de 14 barras tiene bien definidas sus áreas de generación así como la zona de carga. Debido a la topología de la red, ya ha sido previamente identificado con el índice SVSI presentado en el capítulo tres y referenciado en otros documentos (Dester and Castro, 2009), que las barras más críticas desde el punto de vista de estabilidad de tensión son la 13 y 14 ya que se encuentran más alejadas de las fuentes de reactivos. La contingencia más crítica para el sistema corresponde a la salida de la línea 1-2, aunque es tolerable siempre y cuando el sistema se encuentre por debajo de la carga nominal.

Cada una de estas características topológicas en conjunto con las diferentes condiciones de operación a las que se somete el SEP, pueden definir diferentes áreas sensibles de estabilidad de tensión. Esta razón hace evidente la necesidad de disponer de herramientas que permitan definir el estado del SEP en una forma rápida y sencilla.

6.2.2 Sistema IEEE de 30 barras.

El sistema de 30 barras está conformado por dos secciones; un sistema de 33 kV y otro de 132 kV, cuenta con seis generadores, 24 barras de carga y 41 líneas de transmisión. En la figura 3.5 se presenta el diagrama esquemático del sistema IEEE de 30 barras. Bajo condiciones normales dadas por los datos del caso base, la barra 30 que es la mas alejada de las fuentes de reactivos es la que presenta mayores problemas asociados con la tensión.

6.3 Descripción de las condiciones de operación del SEP para la validación de la propuesta.

Las condiciones de operación se definen tal como se presenta en la sección 4.3.2, donde fundamentalmente se presentan las características de variación de la carga, de manera aleatoria desde 0,5 hasta 2,0 p.u. en cada una de las barras del sistema de potencia analizado.

6.3.1 Pruebas en el sistema IEEE de 14 barras

Para el sistema IEEE de 14 barras se consideraron 12000 condiciones de carga, obtenidas previamente con LHQ. Esta metodología permite la distribución apropiada de las variaciones de carga en el espacio definido entre el intervalo 0,5 a 2,0 veces la carga base. Con el fin de ampliar el espacio de posibles condiciones de operación, se utilizaron también estas condiciones de carga para analizar el comportamiento del SEP ante la salida de las líneas y de los generadores. Por tanto, el número total de condiciones operativas consideradas es de 312000 para el sistema IEEE 14 barras. Después de realizar el flujo de carga para cada condición operativa, se depuró a 258206 casos, debido a que para algunas condiciones no se encontró convergencia del flujo de carga para el SEP. Por ejemplo, la salida de la línea 1-2 que es la más crítica, no presenta convergencia para cargas iguales o superiores a la carga base del sistema.

6.3.2 Pruebas en el sistema IEEE de 30 barras.

Para el sistema IEEE de 30 barras se consideraron 15000 condiciones diferentes de carga, para el mismo intervalo de variación de carga que el utilizado para el sistema IEEE de 14 de barras. Considerando adicionalmente las condiciones de operación ante las salidas de líneas (41 en total) y de los generadores, se obtuvieron 618909 condiciones de operación factibles, para los cuales converge el flujo de carga.

6.3.3 Descriptores utilizados como base de datos.

Con los resultados del flujo de carga para cada condición operativa se construye una matriz de casos, la cual contiene un descriptor en cada una de sus columnas. El número de descriptores empleados para la caracterización de cada contingencia fueron 220 y 479 para los sistemas IEEE 14 e IEEE 30 de barras respectivamente, los cuales se presentan en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Descriptores utilizados para cada caso operativo de los sistemas de prueba

Condición de operación	Índices de nodo			Índices de línea			Tensiones		Potencia en generadores	Flujo de potencia entre los nodos				
							Mag.	Áng.						
Caso x_i	VCPI (1...m)	L (1...m)	SVSI (1...m)	L_{mn} (1...n)	LQP (1...n)	FVSI (1...n)	$ V_1 , V_2 , \dots, V_m $	$\theta_1, \dots, \theta_m$	$P_{gen,g}$	$Q_{gen,g}$	P_{ij}	Q_{ij}	P_{ji}	Q_{ji}

Donde m corresponde al número de barras y n al número de líneas del sistema. A su vez, i y j corresponden a las barras de inicio y final para cada línea del sistema. $P_{gen,g}$ y $Q_{gen,g}$ corresponden a las potencias activa y reactiva generadas por cada máquina del sistema para esa condición de operación específica. P_{ij} , Q_{ij} corresponden a las potencias activa y reactiva de envío y a su vez P_{ji} , Q_{ji} corresponden a las potencias activa y reactiva de recibo.

A modo de ejemplo, en la tabla 6.2 se presentan algunos descriptores correspondientes a índices de barra y de línea para una condición de operación específica, en la cual se presenta la salida de la línea $L_{2,5}$. Se observa de los anteriores resultados, cómo la condición de operación no es crítica desde el punto de vista de estabilidad. Sin embargo, se presenta una situación de alerta, específicamente en la barra 14, la cual presenta el valor del índice más alto (0,72 a 0,73).

Tabla 6.2: Descriptores asociados a los índices de estabilidad de barras para una condición de operación específica del SEP.

Barra	L	SVSI
1	0	0
2	0,1091	0,1140
3	0,3535	0,3715
4	0,3537	0,3696
5	0,3343	0,3526
6	0,5659	0,5683
7	0,5023	0,5194
8	0,4664	0,4876
9	0,6092	0,6337
10	0,6202	0,6402
11	0,6054	0,6158
12	0,6130	0,6165
13	0,6338	0,6375
14	0,7206	0,7362

Algunos de los descriptores de índices de estabilidad de tensión para líneas, para la misma condición de operación se presentan en la tabla 6.3.

Tabla 6.3: Descriptores asociados a los índices de estabilidad de línea para una condición de operación del SEP

Línea	De - a	LQP	FVSI
L ₁	2-5	0	0
L ₂	6-12	0,0449	0,0501
L ₃	12-13	0,0186	0,0401
L ₄	6-13	0,0862	0,0986
L ₅	6-11	0,0822	0,0966
L ₆	11-10	0,0482	0,0560
L ₇	9-10	0,0062	0,0070
L ₈	9-14	0,0839	0,0829
L ₉	14-13	0,1078	0,1167
L ₁₀	7-9	0,1685	0,1459
L ₁₁	1-2	0,0759	0,0437
L ₁₂	3-2	0,1897	0,0228
L ₁₃	3-4	0,1809	0,2082
L₁₄	1-5	0,4372	0,2079
L ₁₅	5-4	0,0237	0,0249
L ₁₆	2-4	0,2546	0,1352
L ₁₇	4-9	0,3440	0,2786
L ₁₈	5-6	0,4009	0,2033
L ₁₉	4-7	0,1707	0,0923
L ₂₀	8-7	0,1838	0,1838

De la tabla 6.3 se observa cómo cada uno de los índices determina un valor de cero para la línea 2-5, la cual se encuentra desconectada para la condición de operación considerada.

Adicionalmente, ante esta condición de operación y según los resultados de la tabla 6.3, la estabilidad de tensión del sistema vista desde la perspectiva de las líneas no alcanza un valor de alerta, de acuerdo a los valores entregados por los índices; sin embargo, de acuerdo a los índices de nodo se presenta una condición de alerta para la barra 14. De acuerdo a (Dester & Castro, 2009) es poco probable que un índice, por sí sólo permita definir la estabilidad de tensión de un sistema en una forma exacta, debido a las consideraciones y simplificaciones que se utilizan en su formulación y a la característica no lineal del problema.

En (Moghavvemi and Omar, 1998), los autores demostraron cómo para una condición de operación en el sistema IEEE 24 barras, específicamente ante el incremento de potencia activa en la barra 19, el índice de barra dado por la relación de impedancias de Thevenin y de carga Z (Chebbo et al., 1992), indicaba que esta barra era la más crítica; sin embargo el índice de línea L_{mn} propuesto por (Moghavvemi and Omar, 1998) indicaba que la condición más crítica la alcanzaba una línea alejada de dicha barra y que interconectaba a la barra *slack*. Debido a que en la formulación del índice Z, no se analiza el colapso de tensión para barras generadoras, pero si se detecta la causa del colapso, es necesario emplear otro indicador para definir mejor la condición de operación del sistema.

Por este tipo de condiciones especiales y el presentado en la tabla 6.3, es importante disponer de herramientas adicionales que permitan compensar las suposiciones realizadas en la formulación de un sólo índice.

Como consecuencia de lo anterior, en esta tesis se propone la utilización tanto de índices de nodo como de línea, los cuales se complementan debido a las diferentes características del sistema que utilizan en su formulación. Esto permite determinar de una mejor manera el impacto de una

condición de operación dada, en el comportamiento del SEP. A manera de ejemplo, para el caso de la tabla 6.3, la línea L_{1-5} es la que presenta un valor de índice más alto comparado con las otras líneas y esto se puede explicar como una consecuencia del incremento de flujo de potencia que debe entregar el nodo 1 que es el *slack* del sistema ante la contingencia analizada.

6.4 Determinación de las áreas críticas de estabilidad del sistema IEEE de 14 barras.

Según lo propuesto en el capítulo cuatro de esta tesis y tal como se muestra en la figura 4.15, para la determinación de las áreas críticas de estabilidad se deben seguir los pasos allí establecidos, tal como se presenta en esta sección, para el caso del sistema IEEE de 14 nodos.

6.4.1 Determinación de la matriz de condiciones de operación.

La matriz de condiciones de operación es un arreglo en el cual se almacenan los descriptores que caracterizan cada una de las condiciones de operación simuladas para el SEP, considerando diferentes perturbaciones que afectan la estabilidad de la tensión (variaciones en la carga, salida de líneas y salida de generadores), tal como se presenta en la tabla 6.1. Para la determinación de áreas críticas de estabilidad, los descriptores utilizados corresponden a los índices de estabilidad de tensión de barras y de líneas.

Como ya se mencionó, para el sistema IEEE de 14 barras se consideraron 12000 condiciones de carga, obtenidas utilizando el muestreo por LatinHypercube (LHS), donde se consideran variación de carga entre 0,5 a 2,0 veces la carga base. Con el SEP sometido a la variación de carga, se consideran contingencias N-1 para líneas y generadores. Así, de un total de 312000 posibles condiciones de operación diferentes, solo se obtienen 258206 casos para los cuales existe convergencia en el sistema IEEE 14 barras. Finalmente, para este sistema existen 49833 condiciones de operación a analizar, en las cuales al menos uno de los índices de estabilidad de línea o de nodo tienen un valor considerado como crítico (índice mayor o igual a 0,7).

6.4.2 Selección de los parámetros de la técnica de agrupamiento.

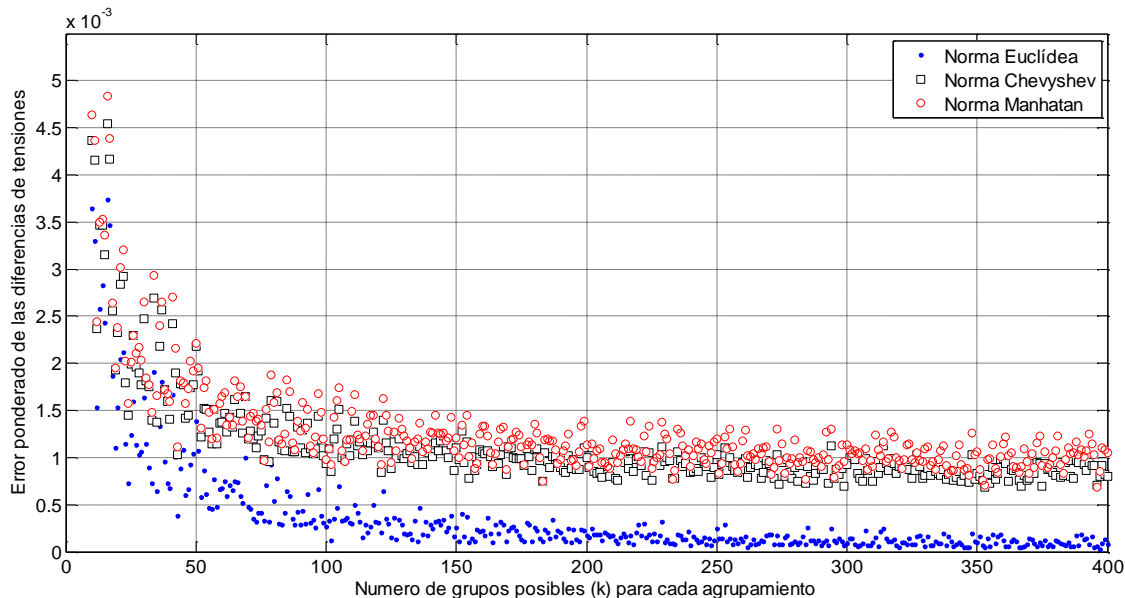
Para la selección de los parámetros de la técnica de agrupamiento (*kmeans*), se realizaron varias pruebas que permiten determinar la mejor alternativa de parametrización.

- **Selección de la norma.**

Inicialmente, para la selección de la norma se realizaron pruebas extensivas, utilizando como indicador de desempeño el error ponderado de las diferencias de tensiones, como se presenta en (4.23).

Para el sistema IEEE de 14 barras se ejecutaron los agrupamientos de las condiciones de operación definidas en la sección anterior, considerando la variación del número de grupos (k) desde 10 hasta 400. Los resultados se presentan en la figura 6.1.

Figura 6.1: Desempeño para diferentes valores de k y ante la norma Manhattan, Chevyshev y la Euclídea



Para el caso de las pruebas presentadas en la figura 6.1, se aprecia claramente cómo para el caso de la norma Euclídea (norma 2), el error de agrupamiento es menor. Esto permite obtener una indicación de que para el caso de esta norma, las tensiones de las barras agrupadas en cada uno de los *clusters* son muy parecidas, lo cual muestra un indicio asociado a un comportamiento similar de la tensión en las barras de una zona de severidad, ante una condición de operación determinada. Como consecuencia de lo anterior, la norma Euclídea es la seleccionada como el primero de los parámetros de la técnica de agrupamiento.

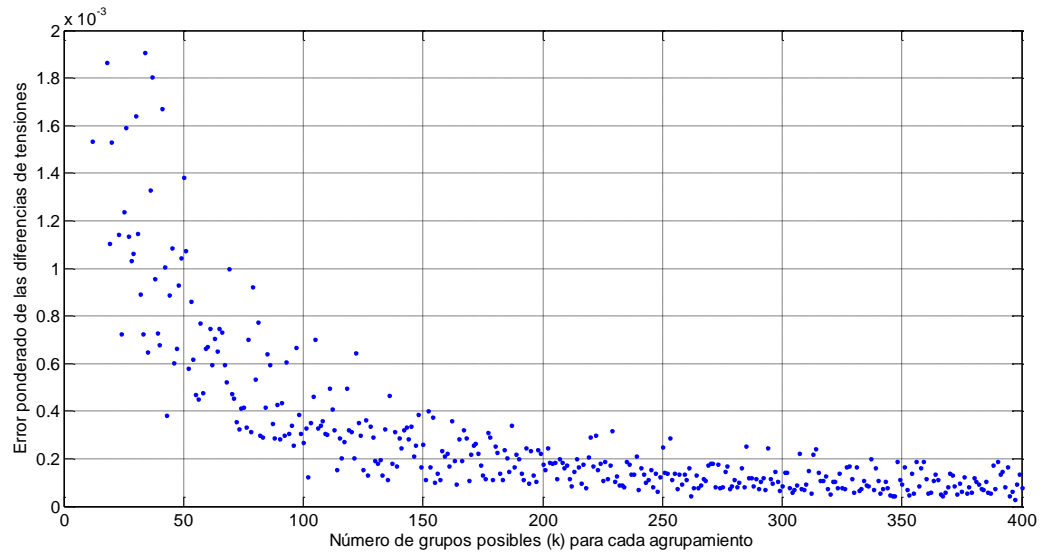
▪ Selección del número adecuado de grupos.

En esta etapa se aplicaron los tres criterios de similitud definidos en el capítulo cinco, para determinar el mejor agrupamiento de las condiciones de operación del SEP, teniendo en cuenta tanto criterios basados en el análisis de sistemas de potencia (diferencias de tensiones y clases representativas), como criterios puramente matemáticos (índice Davis Bouldin).

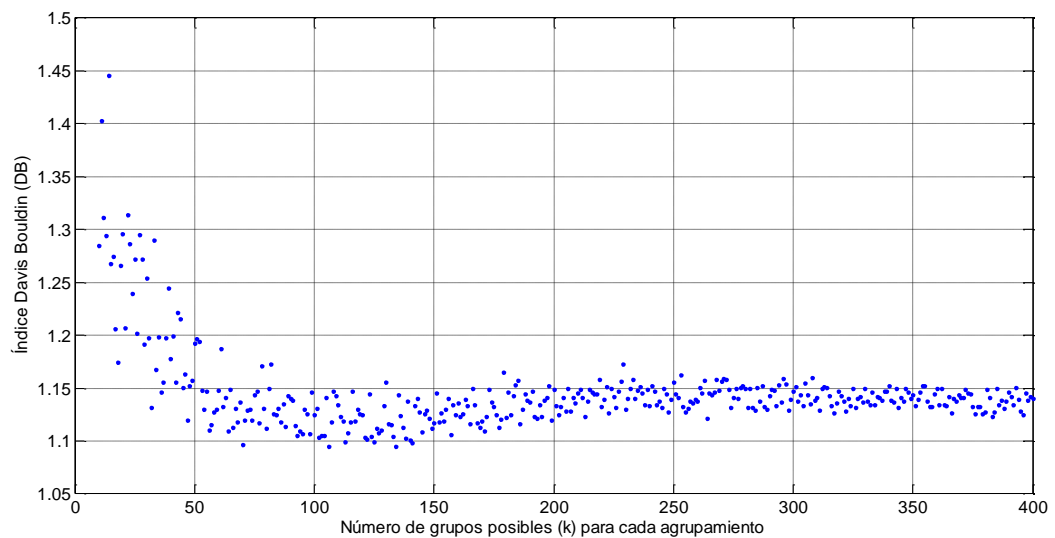
Para determinar el número adecuado de grupos, se realizó la variación de k de 10 hasta 400. Para cada una de las posibilidades de *clustering* se calcularon los índices de similitud, tal como se presenta en las figuras 6.2, 6.3 y 6.4.

a. Evaluación del error ponderado con las diferencias de las tensiones.

Al aplicar el criterio de las diferencias de tensión en el sistema IEEE de 14 barras, para definir el mejor número de grupos, se obtienen los resultados de la figura 6.2. Se aprecia que el error tiende a estabilizarse a partir de aproximadamente de 180 grupos.

Figura 6.2: Variación del error ponderado con las diferencias de las tensiones ante variaciones de k **b. Evaluación del índice Davis Bouldin (DB).**

Los resultados entregados por el índice DB para la variación del número de grupos de 10 a 400 se presentan en la figura 6.3. Tal como se muestra, el menor índice se obtiene para 110 grupos y luego de 200 tiende a estabilizarse en un valor igualmente bajo.

Figura 6.3: Variación del índice DB ante variaciones de k 

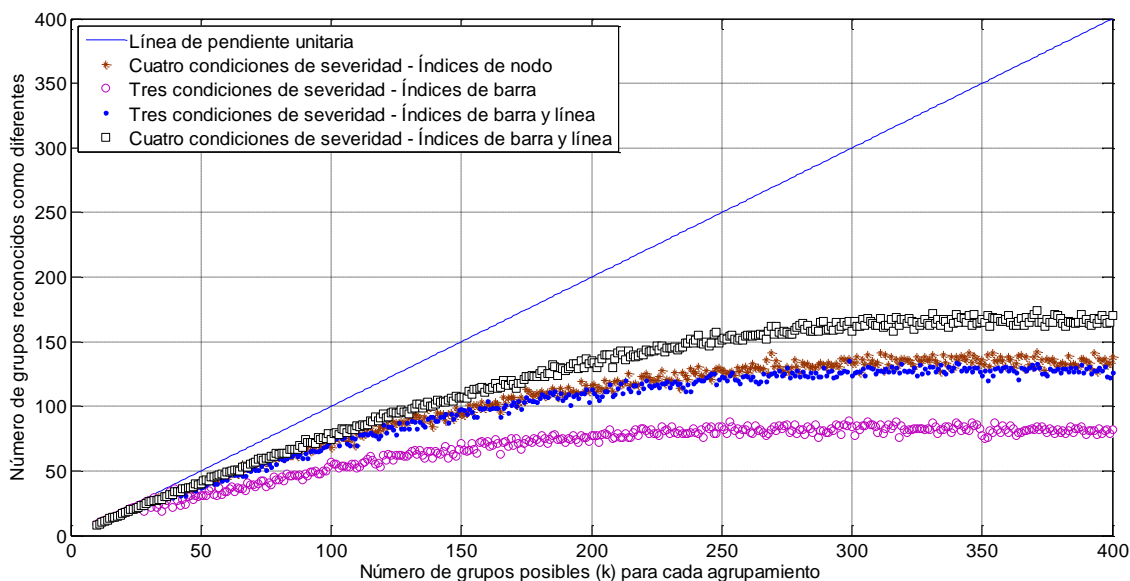
c. Evaluación de las clases representativas, según las condiciones de severidad de los índices de tensión para líneas y nodos.

Las clases representativas, tal como se describe en el capítulo cuatro, son calificaciones cualitativas que permiten determinar si una línea o nodo está en una condición de severidad (baja, media, crítica o muy alta, para el caso de cuatro descripciones cualitativas).

Para este caso, se probaron varias propuestas de descripción cualitativa del estado del sistema, considerando el índice SVSI propuesto en esta tesis para determinar la estabilidad de barras y el índice LQP que se utiliza para determinar la estabilidad de líneas. Las pruebas incluyen la propuesta de *i*) cuatro condiciones de severidad, considerando los índices para barra y para línea, *ii*) cuatro condiciones de severidad considerando el índice de barra, *iii*) tres condiciones de severidad utilizando los índices de barra y línea, y *iv*) tres condiciones de severidad considerando solo el índice de barra propuesto.

En la figura 6.4 se presentan las cuatro condiciones aquí propuestas, así como una línea de pendiente unitaria. Ésta última indica el número de agrupamientos posibles considerando las características cuantitativas, para las pruebas realizadas cuando se varía el valor del número adecuado de grupos (k) desde 10 hasta 400.

Figura 6.4: Variación de la cantidad de agrupamientos cualitativos considerando los criterios propuestos para las clases representativas.



A partir de la determinación de las condiciones de severidad para la descripción cualitativa, se observa de la figura 6.4 que se reduce el número de grupos para representar las contingencias posibles en el SEP de prueba propuesto. Para este caso, se eligió la representación con cuatro condiciones de severidad, considerando los índices para barra y para línea, para así definir las condiciones de severidad de estos dos elementos del sistema de potencia. Esta diferenciación se realiza una vez se analizan los rangos obtenidos para las condiciones de operación contenidas en la base de datos. Los límites propuestos para nodo y para línea se presentan en las tablas 6.4 y 6.6. Estos límites son los sugeridos en esta investigación para este sistema de potencia, sin embargo en caso de una aplicación en otro sistema se pueden analizar cuáles son los límites sugeridos por el operador de red, para una mejor descripción de la respuesta del SEP.

Tabla 6.4: Definición de las condiciones de severidad cualitativa para los índices de nodo

Condición de clasificación	Severidad	Descripción
$\text{Índice} > 0.9$	Muy alta (Rojo)	Muy crítico
$0.75 < \text{Índice} \leq 0.9$	Alta (Lila)	Crítico
$0.5 < \text{Índice} \leq 0.75$	Media (Naranja)	Alerta
$\text{Índice} \leq 0.5$	Baja (Verde)	Seguro

Tabla 6.5: Definición de las condiciones de severidad cualitativa para los índices de línea

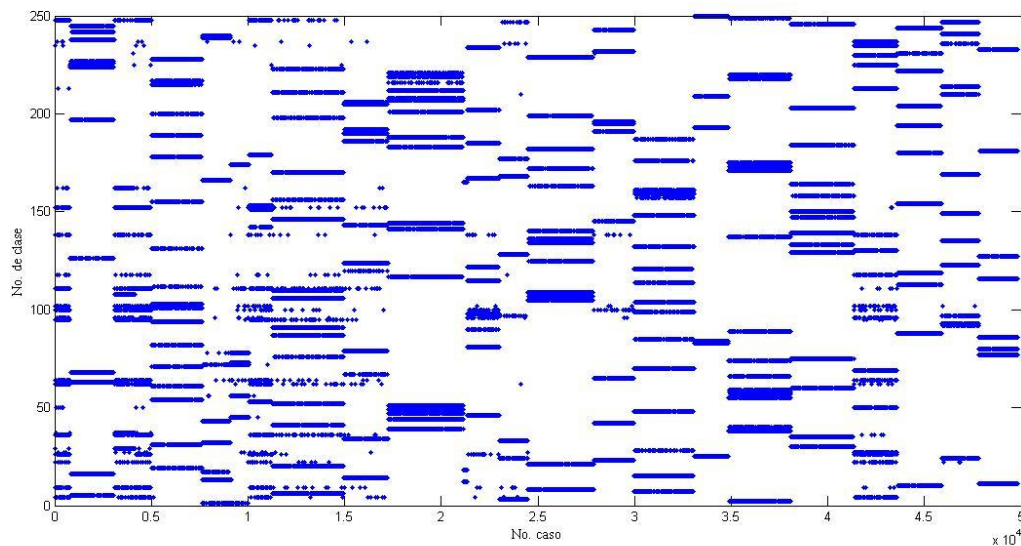
Condición de clasificación	Severidad	Descripción
$\text{Índice} > 0.7$	Muy alta (Rojo)	Muy crítico
$0.5 < \text{Índice} \leq 0.7$	Alta (Lila)	Crítico
$0.3 < \text{Índice} \leq 0.5$	Media (Naranja)	Alerta
$\text{Índice} \leq 0.3$	Baja (Verde)	Seguro

El criterio de agrupamiento cualitativo seleccionado tiene en cuenta tanto valores del índice SVSI como del LQP, dado que consiste en información complementaria sobre la condición de estabilidad de tensión del SEP. Adicionalmente, se consideran cuatro categorías cualitativas de severidad para tener una descripción adecuada de los diferentes estados posibles de estos elementos. Esto le permite al operador de red, evaluar las condiciones de cada elemento de su sistema de potencia.

6.4.3 Determinación del mejor agrupamiento.

Finalmente, luego de evaluar los tres criterios de similitud (error ponderado con las diferencias de las tensiones, las clases representativas y el índice Davis Bouldin), se encuentra que el valor del error ponderado se estabiliza para más de 180 grupos, el valor del índice DB se estabiliza en un valor bajo a partir de ejercicios de agrupamiento con 200 grupos y el número de clases significativas no aumenta considerablemente luego de realizar el agrupamiento con 250 grupos. A partir de lo anterior, se concluye que para el sistema IEEE de 14 barras, el mejor agrupamiento A^* se obtiene cuando se aplica la técnica de *clustering* con 250 grupos y utilizando una norma Euclídea.

En la figura 6.5 se presenta la distribución de los prototipos entre las 49833 condiciones de operación consideradas. Se observa de la figura como 49833 condiciones de operación críticas del sistema, se pueden representar por 250 prototipos que se distribuyen en el espacio de condiciones. Esto representa una gran simplificación en el análisis posterior que se debe realizar.

Figura 6.5: Resultados del agrupamiento de condiciones de operación del sistema IEEE de 14 barras.

6.4.4 Análisis de algunos prototipos representativos obtenidos para el sistema IEEE de 14 barras.

Los índices de estabilidad de tensión permiten realizar una medición de la “distancia” que existe entre el punto de operación actual y el máximo nivel de cargabilidad (asumiendo representación de la carga como potencia constante). Esta información es muy útil para definir el estado del SEP ante cualquier condición de operación y posteriormente realizar alguna acción de control sobre el mismo. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que los sistemas de potencia cuentan con una gran cantidad de líneas y de barras, y que suministrar la información de los índices para cada uno de estos elementos en forma numérica, implica una gran cantidad de información, que puede ser difícil de depurar en una forma rápida para el analista de red, con el fin de establecer así las condiciones de estabilidad del sistema. Por esta razón y con el objetivo de establecer las bases de una herramienta práctica de monitoreo de la estabilidad de tensión en las áreas críticas del sistema, se emplea una forma gráfica de presentar la información, mediante una asignación de grados de severidad identificados con colores, los cuales definen la condición de criticidad o no de cada barra y línea del sistema. Esto permite al analista en un instante determinado, monitorear un sistema de potencia e identificar en una forma ágil e intuitiva, las zonas con problemas de estabilidad de tensión. El rango de colores empleado para definir las condiciones de estabilidad de líneas y barras se definen en las tablas 6.4 y 6.5.

El estudio de las acciones correctivas y/o preventivas que se pueden realizar una vez se identifica las áreas, está fuera del alcance de la propuesta desarrollada en esta tesis.

Un sistema de monitoreo necesita tener predefinido unos umbrales para determinar diferentes niveles de alarma o condiciones de severidad, con el fin de permitirle al operador realizar las respectivas acciones preventivas y/o correctivas. La determinación de los umbrales para las diferentes condiciones de severidad se debe definir de acuerdo al análisis de los datos obtenidos del SEP bajo análisis, ya que cada sistema tiene sus propias características en cuanto a topología, distribución de unidades de generación respecto a la zona de carga, entre otras. Adicionalmente, para el análisis del SEP ante las diversas condiciones de operación, es indispensable conocer el estado de las unidades de generación, es decir si han o no alcanzado sus límites de reactivos (barras

PQ o barras PV). Esto permite corroborar que la falencia de suministro de reactivos por parte de las unidades generadoras afecta considerablemente la estabilidad de tensión en las barras cercanas.

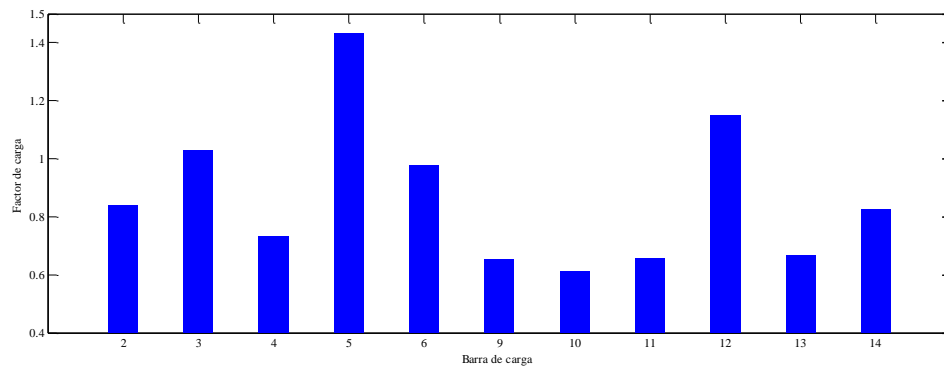
A continuación, se presentan algunas de las condiciones de operación de la figura 6.5, bajo las cuales fue sometido el sistema IEEE de 14 barras, analizadas desde el punto de vista de la estabilidad de tensión y mediante un gráfico que cuenta con la representación topológica de sus elementos (barras y líneas), los cuales tienen asociado un color que está determinado por la condición o el grado de severidad encontrado para cada contingencia. Finalmente, con el fin de presentar el aporte que brindan los prototipos obtenidos con la metodología de agrupamiento sobre el SEP, se analiza uno de ellos, el cual representa más de una contingencia según el mejor agrupamiento A^* .

▪ Análisis de algunas condiciones de operación representativas del sistema:

a. Escenario 1: Sistema con un nivel de carga definido y salida de línea L_{1-2} .

El nivel de carga para las barras del sistema definido para este escenario se ilustra en la figura 6.6.

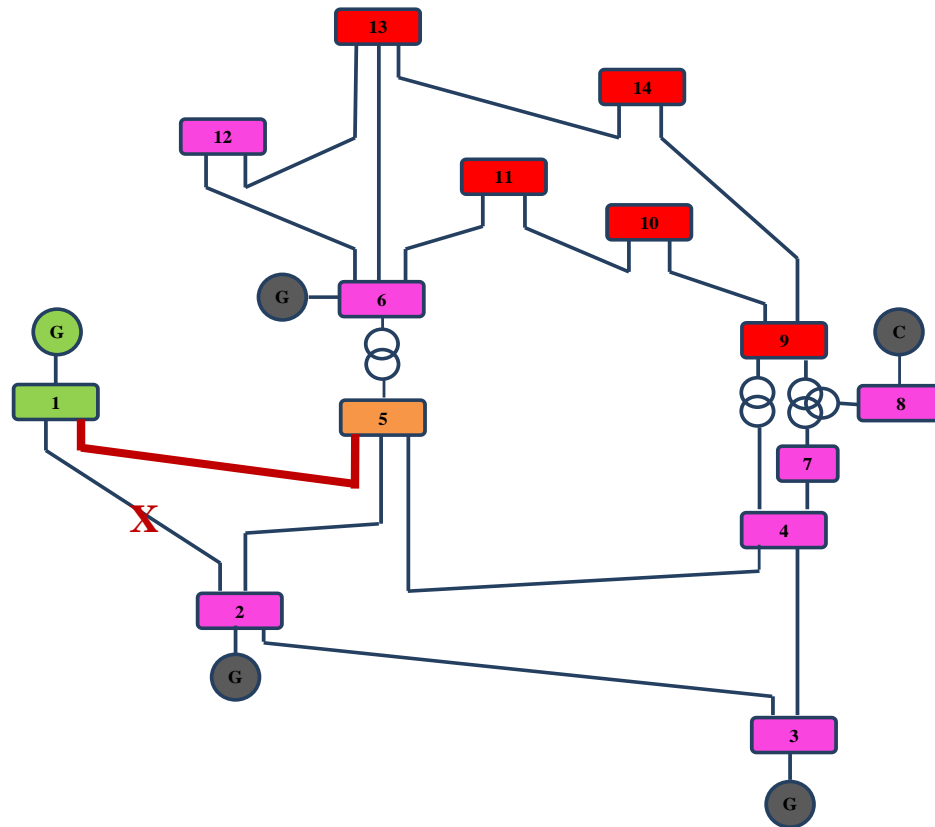
Figura 6.6: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario uno



De acuerdo al nivel de carga de la condición de operación, la barra con mayor nivel de carga corresponde a la N_5 para un valor de P y Q mayor a 1,4 p.u, seguida de la barra 12 con un nivel cercano a 1,2 p.u y la barra 3 con un valor igual a 1,1 p.u en las potencia activa y reactiva. Las demás barras presentan una condición de carga debajo de su valor nominal.

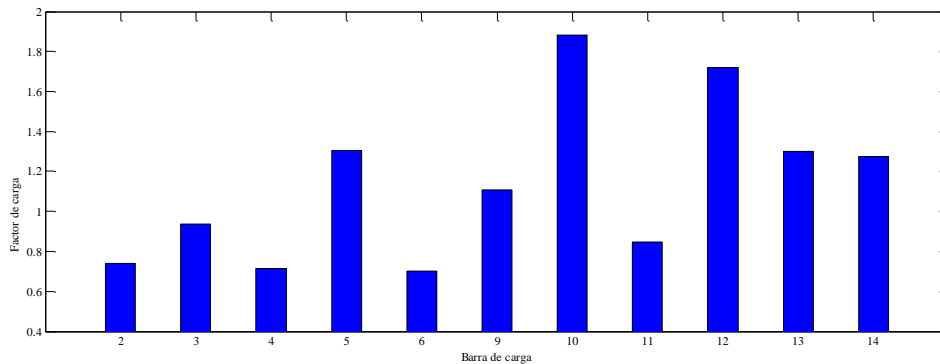
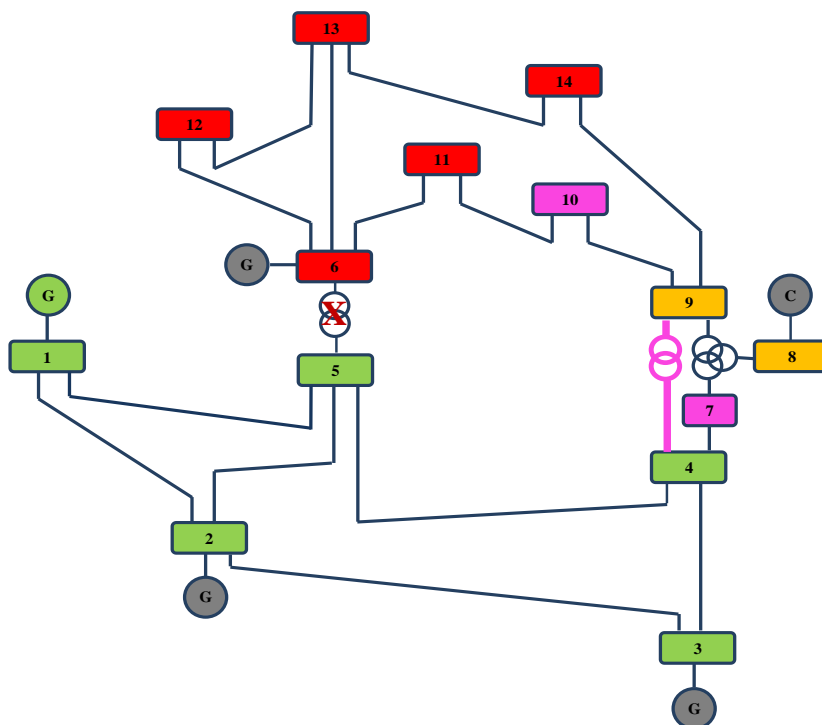
De la figura 6.7 se aprecia cómo la salida de la línea L_{1-2} forma parte de una de las condiciones de operación más críticas del sistema IEEE 14 barras, de acuerdo al color que representa la barra L_{1-5} . Los generadores G_2 y G_8 , alcanzaron los límites de reactivos y conmutaron de modo PV a PQ (esto se puede concluir al observar que el índice de nodo SVSI presenta un valor diferente de cero para estas barras), por esta razón ambos nodos se representan por un color gris. Al conmutar el generador G_2 , el generador *slack* G_1 (color verde, no conmuta) está encargado de suministrar la potencia requerida al sistema y es previsible que el único enlace de transmisión de esta barra con el SEP ante la contingencia descrita (línea L_{1-5}), alcance su límite máximo de transferencia. Esta condición se evidencia en el valor de índice de estabilidad. También es importante resaltar que ante la condición de carga definida, el G_3 y G_6 no alcanzan sus límites de reactivos.

Figura 6.9: Condición de operación salida de línea L₁₋₂, escenario dos

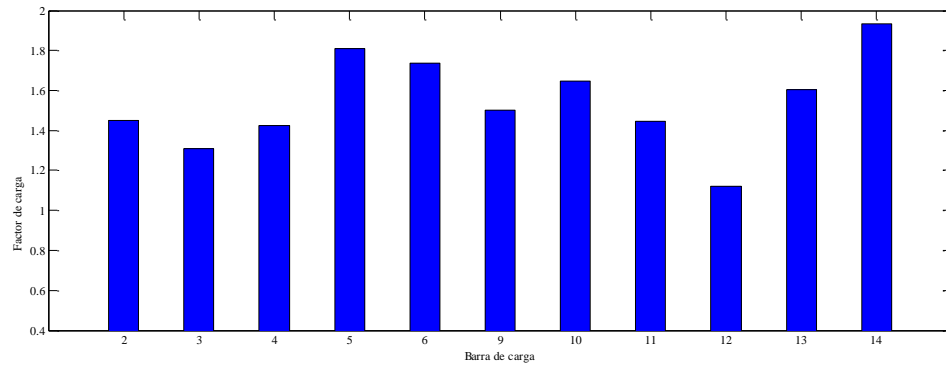


El nivel de carga para esta condición de operación está definido en la figura 6.10, donde las barras 5, 9, 10, 12, 13 y 14 presentan niveles de carga superiores a la carga nominal, siendo el más representativo el de la barra 10 (para un valor de 1,9 p.u para P y Q). La evaluación de las condiciones de severidad se presentan en la figura 6.11.

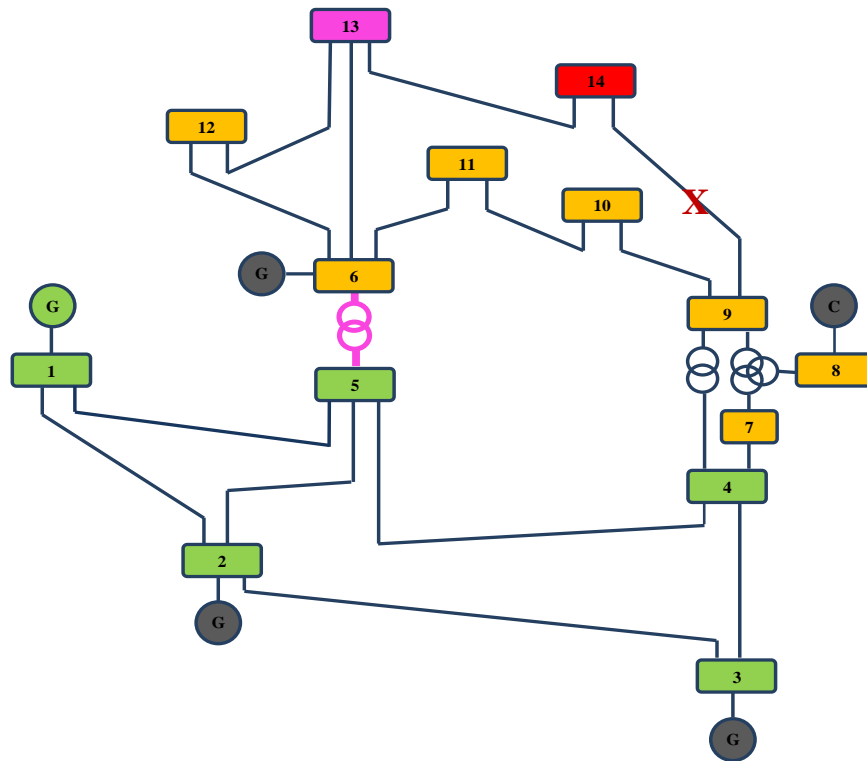
La salida de la línea 5-6 es una ruta importante para el flujo de potencia entre la zona de generación correspondiente a las unidades 1 y 2, con la zona de carga. Ante la salida de esta línea, se observa en la figura 6.11, que necesariamente la línea 4-9 presenta un nivel de sobrecarga debido a que es el único enlace entre la zona de mayor generación y la carga, ante esta contingencia. Se aprecia como el generador 6 conmuta (color gris), ante la imposibilidad de soportar el nivel de reactivos que le exige la carga y por consiguiente algunas de las barras de carga presentan inestabilidad de tensión.

Figura 6.10: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario 3**Figura 6.11:** Condición de operación salida de línea L₅₋₆, escenario tres**d. Escenario 4: Análisis contingencia salida línea L 9-14, condición de carga alta.**

Esta es una contingencia que se presenta para un nivel de carga alto para todas las barras del sistema de acuerdo a la figura 6.12, ya que todas presentan un nivel de sobrecarga superior al 120% de su capacidad nominal (excepto la barra 12). Específicamente la barra 14 presenta un nivel de carga superior al 180%.

Figura 6.12: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario cuatro

Esta es una de las contingencias que produce la tensión más baja en el nodo 14 y presenta problemas de inestabilidad de tensión, reflejado en el valor de su índice, tal como se presenta en la figura 6.13. La salida de la línea 9-14 afecta el soporte de reactivos que le ofrece la barra 8 a la barra 14. Para el nivel de carga considerado, sólo el generador *slack* aporta al sistema.

Figura 6.13: Condición de operación salida de línea L₉₋₁₄, escenario cuatro.

e. Escenario 5: Salida de línea L₉₋₁₄, condición de carga bajo.

Para la misma contingencia del escenario 4, pero para el nivel de carga definido en la figura 6.14, donde se observa un nivel de carga más bajo que el caso anterior (barras 2, 4, 11 y 12 por debajo de carga nominal), se observa cómo la unidad de generación 3 y la barra *slack* no conmutaron y

por lo tanto, el sistema cuenta con un mayor soporte de reactivos. Por lo tanto, la estabilidad de tensión del sistema es de alerta para la barra 14 y no crítica como el caso anterior. Esta circunstancia se ilustra en la figura 6.15.

Figura 6.14: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con escenario cinco

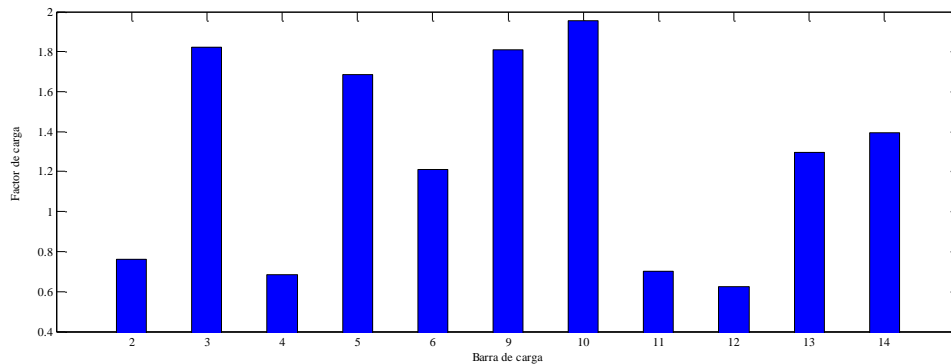
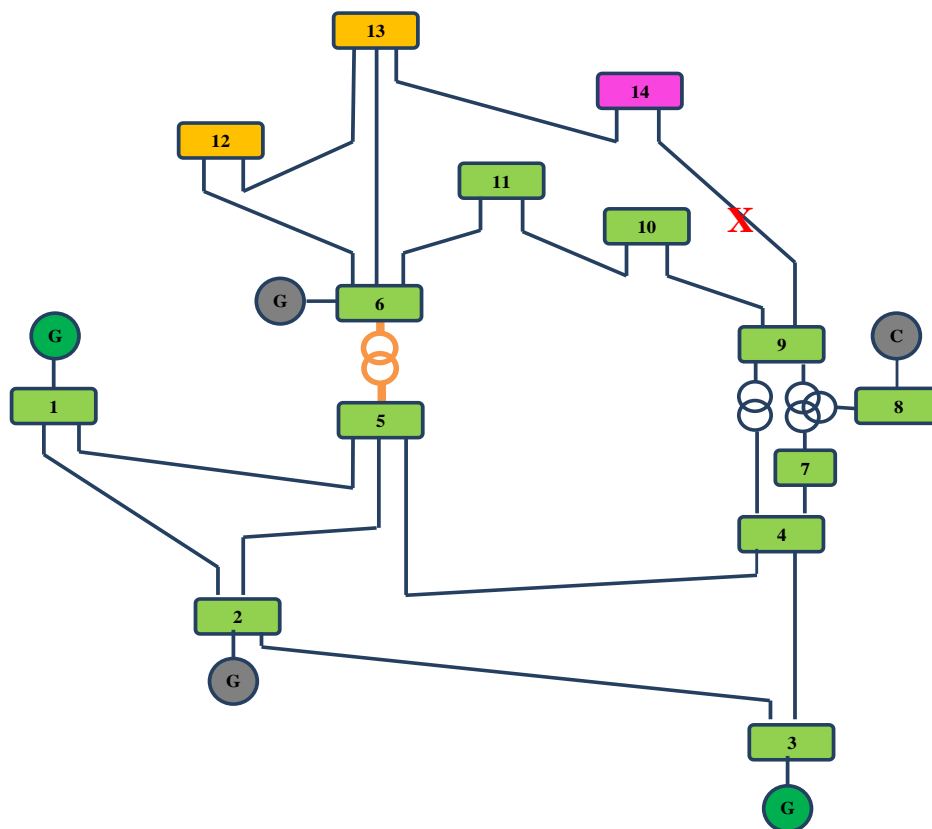


Figura 6.15: Condición de operación salida de línea L₅₋₆, escenario cinco



Para los escenarios expuestos anteriormente, se puede apreciar como la entrega de la información en forma gráfica para las diferentes condiciones de operación, permite analizar la estabilidad de tensión en una forma ágil y sencilla sobre un SEP.

▪ **Análisis de un prototipo de los grupos de contingencias obtenidos en el mejor agrupamiento A^* para el sistema IEEE 14 barras.**

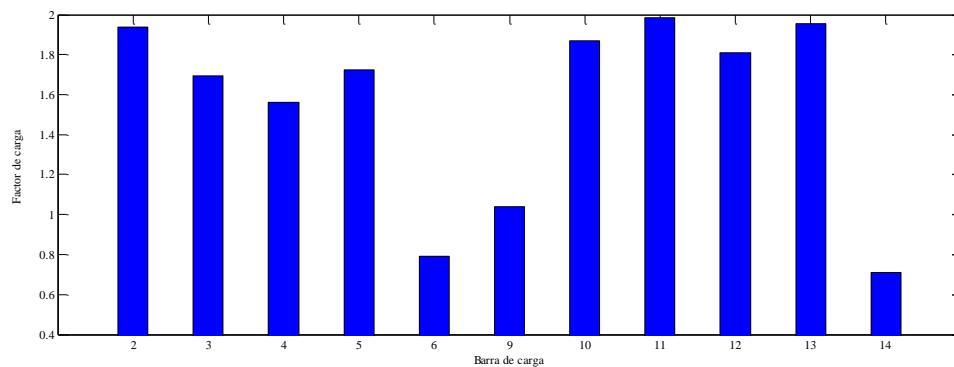
Cada una de las condiciones de operación ilustradas anteriormente está representada por un prototipo que agrupa o representa los escenarios del sistema, que presentan un comportamiento similar en cuanto a estabilidad de tensión.

A continuación a modo de ilustración, se presenta uno de los resultados obtenidos de la metodología de agrupamiento, donde se demuestra que un prototipo específico (No. 100) agrupa varios tipos de condiciones de operación con diferentes tipos de contingencias. Entre ellas se encuentran: La contingencia #10500 que corresponde a la salida de la línea L_{9-10} y contingencia #42020 que representa la salida de la unidad generadora G_2 para un nivel de carga definido.

a. Análisis para escenario #10500 correspondiente a salida L_{9-10} .

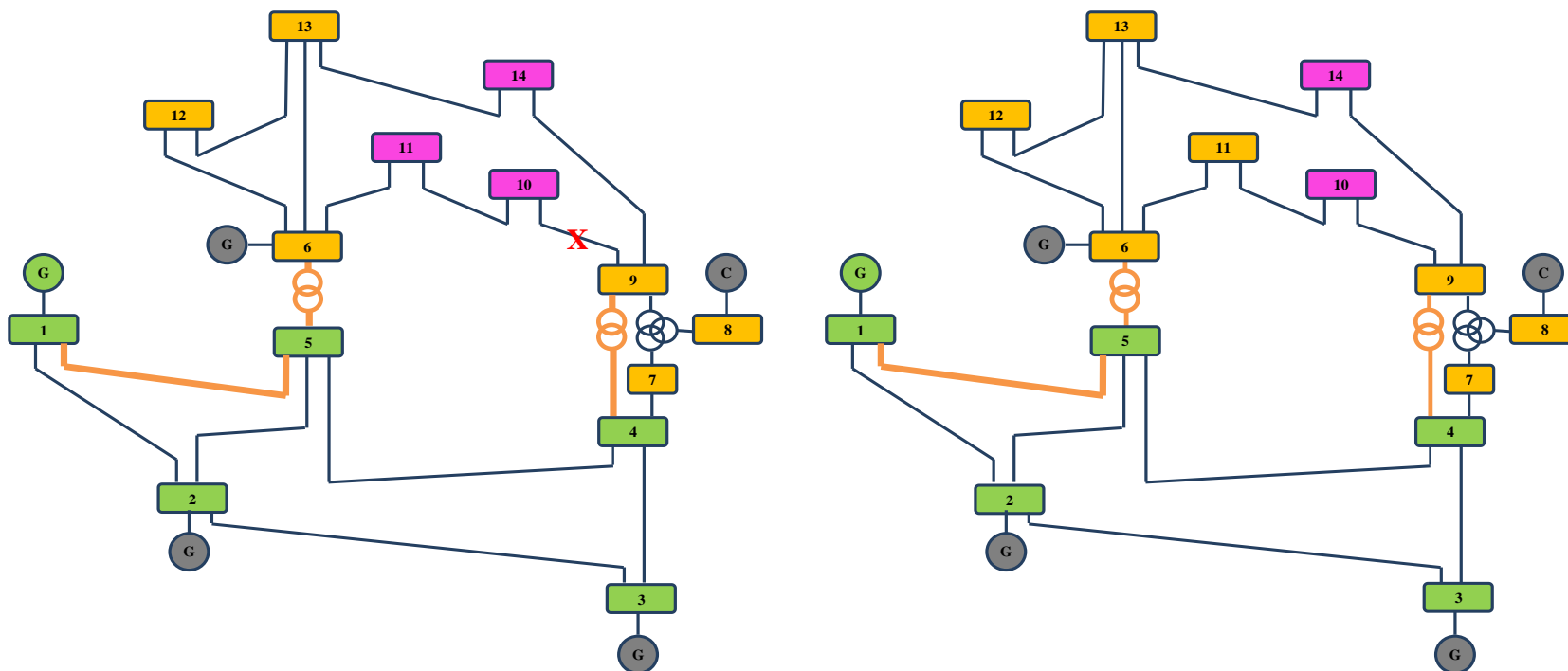
Esta condición de operación refleja el comportamiento del sistema ante la salida de la línea L_{9-10} , que se representa en una condición de alerta para las barras 10, 11 y 14, las cuales tenían soporte de reactivos por parte de la unidad G_8 . El sistema se encuentra altamente cargado según la figura 6.16, especialmente las barras (2, 10, 11, 12 y 13), que alcanzan valores mayores al 180% de su carga base, pero aun así el estado del SEP no se clasifica como altamente crítico.

Figura 6.16: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida L_{9-10}



En la figura 6.17, se presenta la visualización de la condición de operación y el respectivo prototipo que la representa

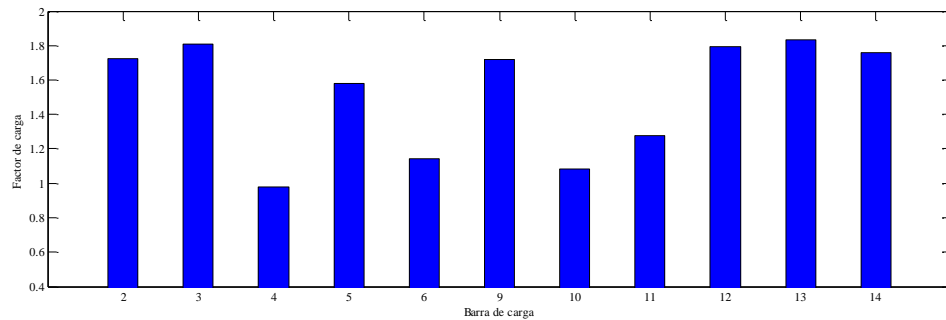
Figura 6.17: a) Condición de operación salida de línea L₉₋₁₀; b) Prototipo 100 que agrupa la anterior contingencia



b. Análisis para escenario #42020 correspondiente a salida del generador G₂.

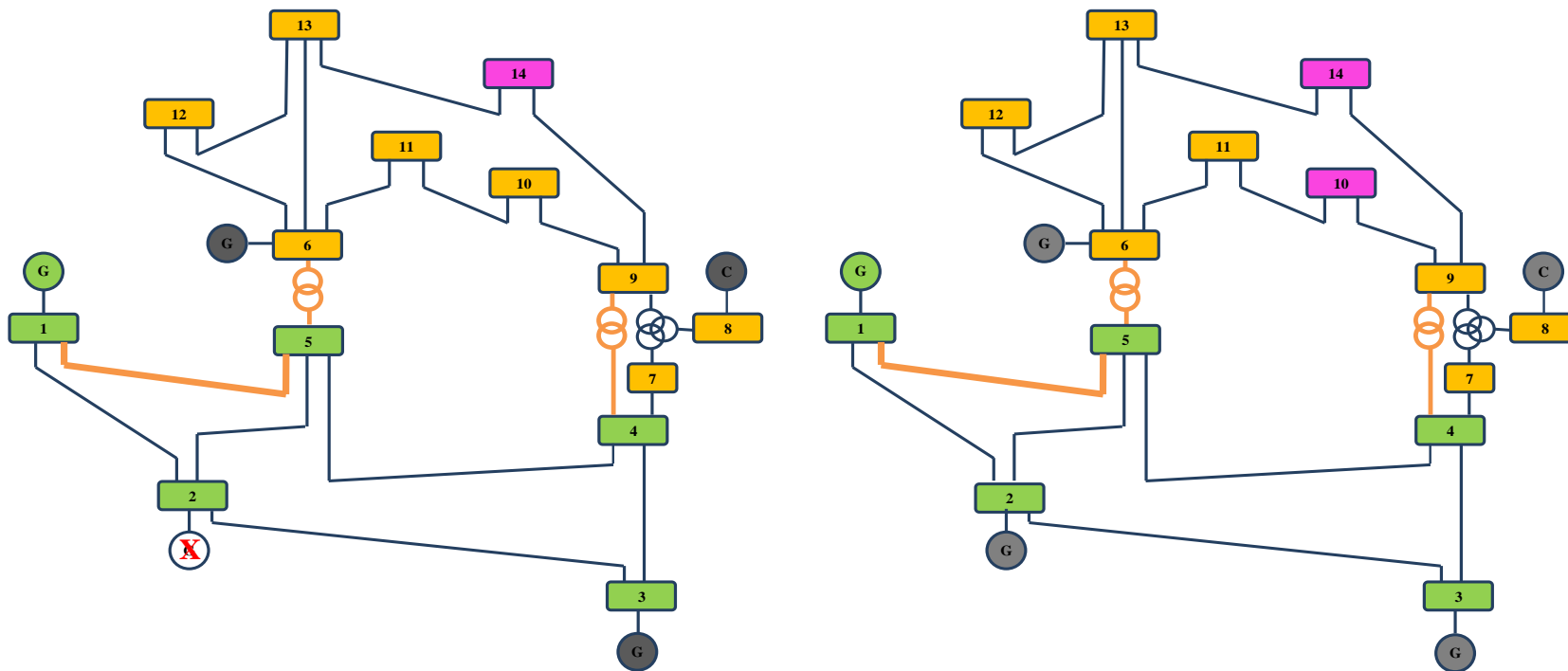
El nivel de carga de esta condición de operación es menor que la del caso anterior según el perfil de la figura 6.18, específicamente en algunas barras de la zona de carga. Sin embargo, sigue siendo alto para las barras 2, 3 y 5, las cuales al demandar más potencia reactiva, ocasionan que las barras de la zona de carga están en condición de alerta ante la falencia de reactivos.

Figura 6.18: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida del generador G₂



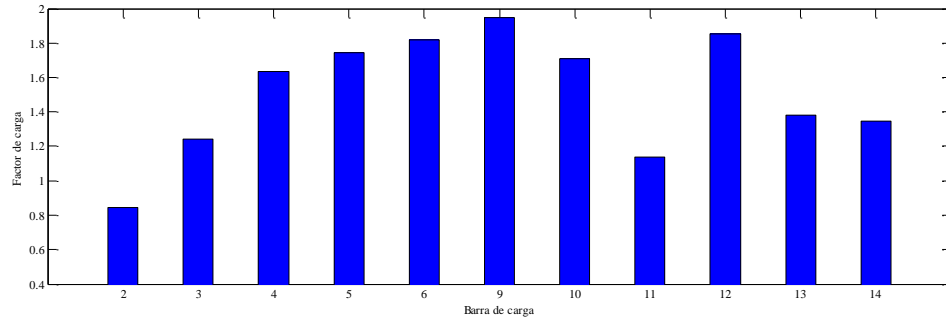
En la figura 6.19, se visualiza la similitud entre el prototipo y la condición de operación que agrupa

Figura 6.19: a) Condición de operación salida de generador G2; b) Prototipo 100 que agrupa la anterior contingencia



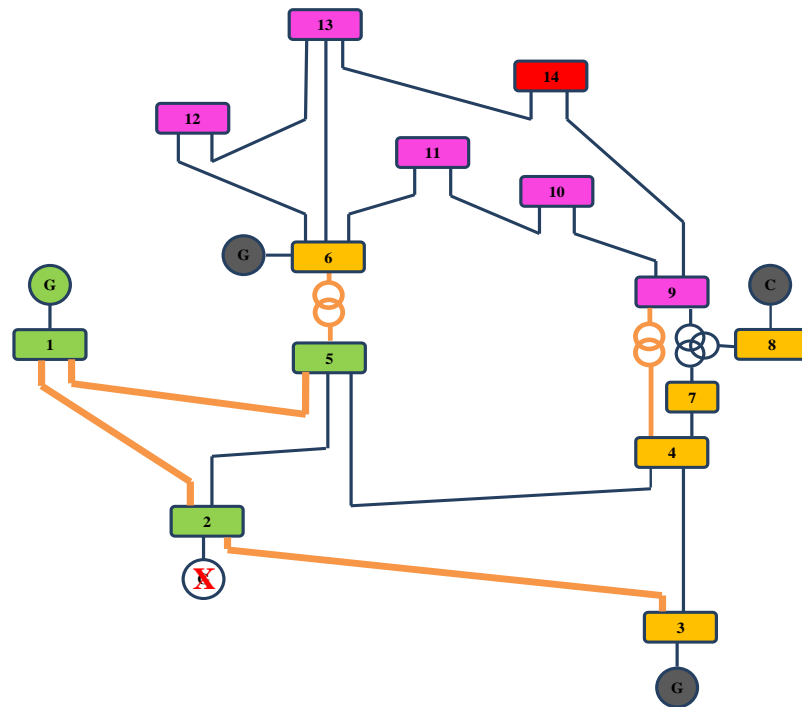
Con el fin de validar los resultados del proceso de agrupamiento, se considera otra condición de operación en la cual el generador G₂ sale de operación (#43566), para un nivel de carga diferente, según figura 6.20 (a diferencia del anterior, 4, 5, 6, 9, 10 y 12 ahora presentan un nivel de carga superior al 160%).

Figura 6.20: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida de G_2

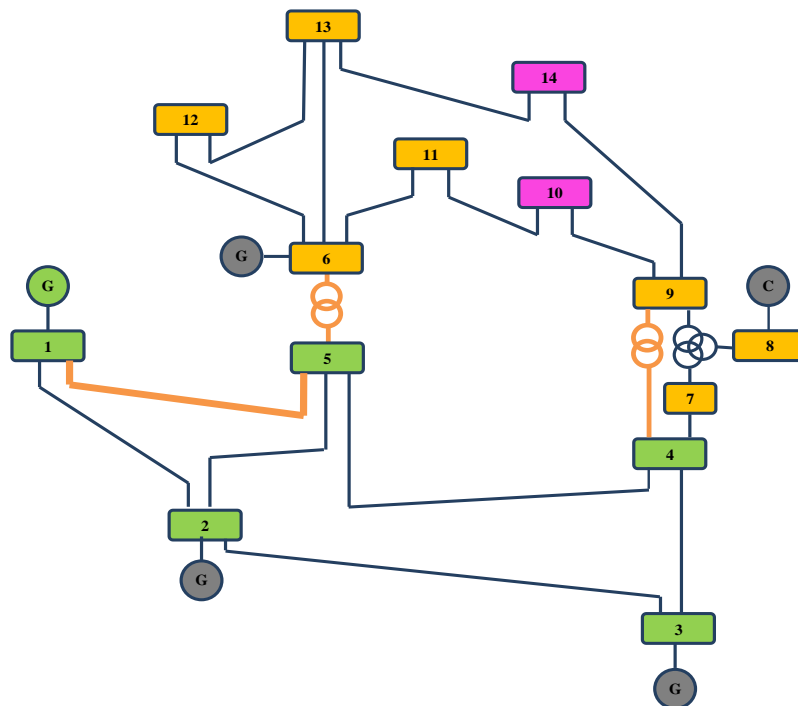


La visualización del sistema de la figura 6.21, permite analizar que la condición de alerta para la barra 14 pasa a ser crítico y por tanto es otro prototipo el que agrupa esta nueva condición.

Figura 6.21: a) Condición de operación salida de generador G_2 para condición de carga alta; b) Prototipo 100 que no agrupa la anterior contingencia.



a)



b)

En conclusión, con el agrupamiento de condiciones de operación se puede representar con un número reducido de prototipos a las miles de condiciones de operación de un sistema, con el fin de agilizar el proceso de monitoreo de zonas críticas y no críticas en estabilidad de tensión.

Una vez obtenidos los prototipos de un sistema, el siguiente objetivo de la propuesta es la identificación en línea de las zonas del sistema mediante la utilización de mediciones sobre el mismo, empleando una máquina de aprendizaje supervisado. Esta estrategia permite automatizar el proceso de monitoreo de estabilidad del sistema.

6.5 Reconocimiento de áreas de críticas de estabilidad para el sistema IEEE 14 barras.

Si se tiene en cuenta que cada uno de los grupos que conforman el mejor agrupamiento A^* , está representado por una clase y ésta define áreas críticas en la estabilidad del SEP según el criterio de severidad propuesto, la base de datos de condiciones de operación se puede utilizar para entrenar una herramienta que tenga alguna estrategia de aprendizaje de máquina para que reconozca en línea una condición de operación nueva y la clasifique.

En esta sección se presentan los resultados de las pruebas de reconocimiento de diferentes condiciones de operación del SEP y su clasificación en una condición de severidad, según la estabilidad de tensión, empleando las máquinas de soporte vectorial

6.5.1 Conjunto de datos de entrada.

El conjunto de datos de entrada para el caso del sistema IEEE de 14 nodos corresponde a las 49833 condiciones de operación, en las cuales al menos uno de los índices de estabilidad de línea o de nodo tiene un valor considerado como crítico.

Para el reconocimiento de las condiciones de operación se emplean sólo las tensiones de las barras y los flujos de potencia entre los generadores y las barras y entre cada pareja de barras. A este conjunto de datos se le adiciona una columna con la clase, la cual representa el prototipo (identificado previamente con la técnica de agrupamiento) que permite identificar cada una de las zonas de severidad.

La estructura de la base de datos utilizada para el ajuste de la herramienta de clasificación es completa porque contiene los descriptores (tensiones y flujos de potencia), de la condición de operación y la clase a la cual pertenece, tal como se presenta en la tabla 6.6. Con esta base de datos completa se puede aplicar una estrategia de aprendizaje supervisado para la herramienta de clasificación.

Tabla 6.6: Estructura de la base de datos completa utilizada para el ajuste del clasificador basado en máquinas de soporte vectorial.

Identificador de la condición de operación	Tensiones V		Potencia en generadores	Flujo de potencia entre los nodos i y j				Clase
	Magnitud	Ángulo		$\vec{S}_{i,j}$				
	$ V_1 , V_2 , \dots V_m $	$\theta_1, \dots \theta_m$	$P_{gen,j}, Q_{gen,j}$	P_{ij}	Q_{ij}	P_{ji}	Q_{ji}	

6.5.2 Parametrización de la máquina de soporte vectorial (SVM).

El conjunto de parametrización de la SVM corresponde a un grupo de sólo 10000 condiciones de operación de la base de datos original con 49833 elementos, seleccionadas de forma aleatoria, que se utilizan para obtener la mejor constante de penalización C y el mejor parámetro del kernel (p -kernel) que son los únicos parámetros que se utilizan para ajustar la máquina de soporte vectorial como clasificador empleado en esta tesis.

En esta sección se presentan las pruebas realizadas para diferentes conjuntos de descriptores de entrada, donde básicamente se utilizaron las tensiones (\vec{V} es un arreglo con los fasores de tensión en las barras) y la potencia que fluye por las líneas del SEP analizado ($\vec{S}_{i,j}$ representa el flujo de potencia aparente desde la barra i hasta la barra j).

Las técnicas utilizadas en la estrategia de parametrización de la SVM son el algoritmo genético de Chu Beasley y la validación cruzada con cinco subgrupos ($v=5$), tal como se definió en el capítulo anterior.

Para este caso, la población inicial del algoritmo genético de Chu Beasley contiene 30 individuos, con algunos de ellos definidos como adecuados para problemas en el área de ingeniería eléctrica (Gutiérrez et al, 2010; Correa et al., 2011; Gil et al., 2013). Para definir los individuos se utiliza una codificación entera de 500 valores para cada uno de los dos parámetros de la SVM, considerando un intervalo de variación dado por $2^4 \leq C \leq 2^{30}$ y $2^{-6} \leq p\text{-kernel} \leq 2^6$ (Gutiérrez et al, 2010). Finalmente, la selección de los descendientes en el algoritmo genético se realiza por torneo entre dos individuos y el criterio de diversidad es igual a 2.

Con el fin de investigar la efectividad de los diferentes descriptores en los resultados arrojados por la SVM, se desarrollaron tres esquemas. Un esquema 1, empleando las tensiones en las barras como entradas, un esquema 2 tomando las potencias que fluyen por las líneas como entradas y finalmente un esquema 3 que considera ambas variables como entradas.

Los mejores parámetros obtenidos para las diferentes combinaciones de descriptores seleccionados se presentan en la tabla 6.7.

Tabla 6.7: Mejores resultados obtenidos en la parametrización de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 14 barras

Descriptores	Parámetros		Mínimo error de validación cruzada [%]
	C	P-kernel	
\vec{V}	798864	16,45	0,55
$\vec{S}_{i,j}$	900421	25,34	0,86
$\vec{V}, \vec{S}_{i,j}$	589472	18,54	0,71

6.5.3 Entrenamiento y validación de la SVM.

Para este caso, la base de datos de 39833 condiciones de operación no utilizadas en la etapa de parametrización se utiliza en la etapa de entrenamiento y prueba. Esta base de datos se dividió en 10 subgrupos ($v=10$) para aplicar el criterio de validación cruzada y obtener un error utilizando la máquina de soporte vectorial parametrizada con los valores presentados en la tabla 6.7.

Adicionalmente a la prueba de validación cruzada y para determinar la robustez de la máquina para reconocer una condición de operación específica x_i , se seleccionaron aleatoriamente 10000 datos de la base completa (20,06% de los datos) y se utilizan para entrenar la herramienta de clasificación. Con los restantes 39833 datos (79,94%) se realizó la prueba de precisión.

Los resultados obtenidos para las pruebas descritas, considerando las diferentes combinaciones de descriptores de entrada, se presentan en la tabla 6.8.

Tabla 6.8: Mejores resultados obtenidos en la validación de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 14 barras.

Descriptores	Error de validación cruzada [%]	Precisión ante un entrenamiento con el 20,06% de los datos de prueba [%]
\vec{V}	0,43	98,73
$\vec{S}_{i,j}$	0,45	97,66
$\vec{V}, \vec{S}_{i,j}$	0,32	99,60

6.5.4 Matriz de confusión para el peor desempeño obtenido en el reconocimiento de áreas críticas de estabilidad.

Para el caso del peor desempeño de acuerdo a la tabla 6.8, considerando como descriptores de entrada como solamente los flujos de potencia $\vec{S}_{i,j}$, se presenta en la tabla 6.9, la matriz de confusión en su versión reducida. Esta tabla muestra la matriz de confusión reducida, ya que

solamente se presentan las clases que tienen errores y permite identificar dónde se encuentran los errores potenciales en el reconocimiento de áreas críticas para el sistema de 14 barras.

Según la tabla 6.9 se aprecia que para el peor caso existe confusión en el 2,24 % de los datos, pero éstos se encuentran distribuidos en varias clases y por lo tanto no existen errores por clase que puedan ser muy superiores al error global. Para el caso de la mejor precisión, se encuentra que únicamente 159 registros fueron mal clasificados.

Tabla 6.9: Matriz de confusión reducida para el sistema IEEE de 14 barras, considerando los descriptores asociados a $\vec{S}_{i,j}$.

		Clase reconocida																													
		10	16	18	21	22	28	32	40	46	48	51	54	61	64	67	69	72	95	107	121	123	132	149	162	189	191	193	215	234	
Clase real	11	8		19		5		7					1																		
	17		12		12		4			5			4				2			2											
	33		2	15		13		6							5					2					1						
	38			18			9																								
	43		1		6	15	4		8			1			1					4											
	46			2				1															1								
	56						12	10		7			5				1							1							
	68				1		13		5		7			2													2				
	77				5	14					18							1								1					
	98									12				4			7														
	102							12	5																						
	111									7				12				3		6		1									
	118				5				2							5			3		6		1			2				3	
	120						4					12		2				3													
	121								3								2			3				3							
	122												4																		
	138									2		8				14		12	9			5									
	177												1	14			8		7				5					2			
	182					5				15		14		2					11			4				3					
	192																5		19		18							1			
	198											11				8				13		12									
	208																	8			15	10				10					
	210						3							3						3									2		
	213								4				5		15				10				8	5	4						
	217																		3			12				20					
	228													4			3		16		1					1	5	14			
	230									2				3						1			4								
	234															3										2			10	8	5
236											2								4												
239						3															1				2			3			
245																	2						5							4	

6.6 Determinación de las áreas críticas de estabilidad del sistema IEEE de 30 barras.

La determinación de las áreas críticas de estabilidad para el sistema de 30 barras se realiza tal como se propone en el capítulo cinco de esta tesis y de la misma manera que como se muestra para el sistema de 14 barras.

6.6.1 Determinación de la matriz de condiciones de operación.

Para el sistema IEEE de 30 barras se consideraron 15000 condiciones de carga, obtenidas utilizando el muestreo por LatinHypercube para la variación de carga entre 0,5 a 2,0 veces la carga base. Con el SEP sometido a la variación de carga, se consideran contingencias N-1 para líneas y generadores y se obtienen 618909 condiciones de operación para los cuales existe convergencia en el sistema IEEE de 30 barras.

Finalmente, para este sistema existen 61252 condiciones de operación a analizar, en las cuales al menos uno de los índices de estabilidad de línea o de nodo tienen un valor considerado como crítico (índice mayor o igual a 0,7).

6.6.2 Selección de los parámetros de la técnica de agrupamiento.

- **Selección de la norma.**

La norma como primer parámetro de la técnica de agrupamiento se determinó a partir de las pruebas realizadas en el sistema IEEE de 14 barras, y por lo tanto la estimación de la distancia se realiza con la norma euclídea.

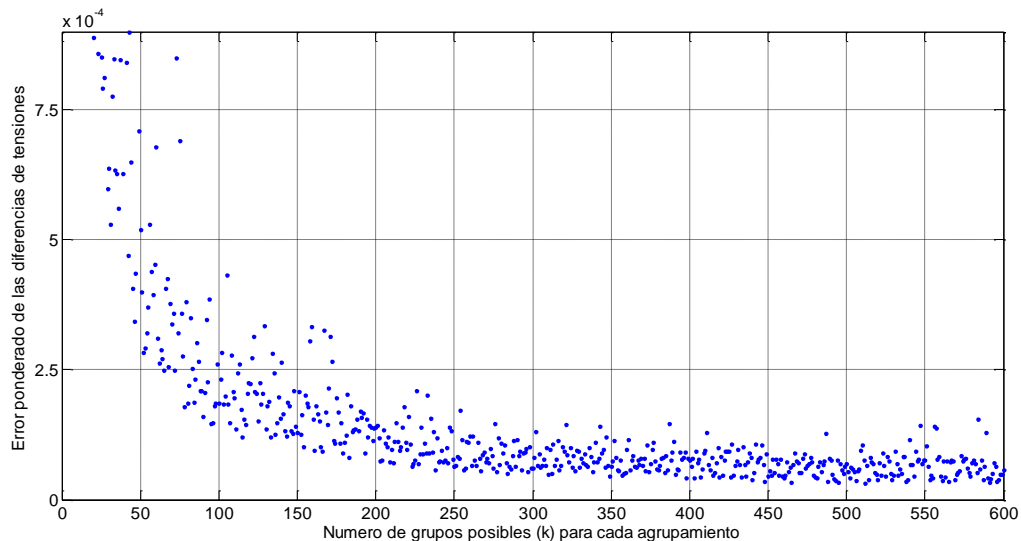
- **Selección del número adecuado de grupos.**

En esta etapa se aplicaron los tres criterios de similitud definidos en el capítulo 4, para determinar el mejor agrupamiento de las condiciones de operación del sistema, teniendo en cuenta tanto criterios basados en el análisis de sistemas de potencia (diferencias de tensiones y clases representativas), como criterios puramente matemáticos (índice Davis Bouldin).

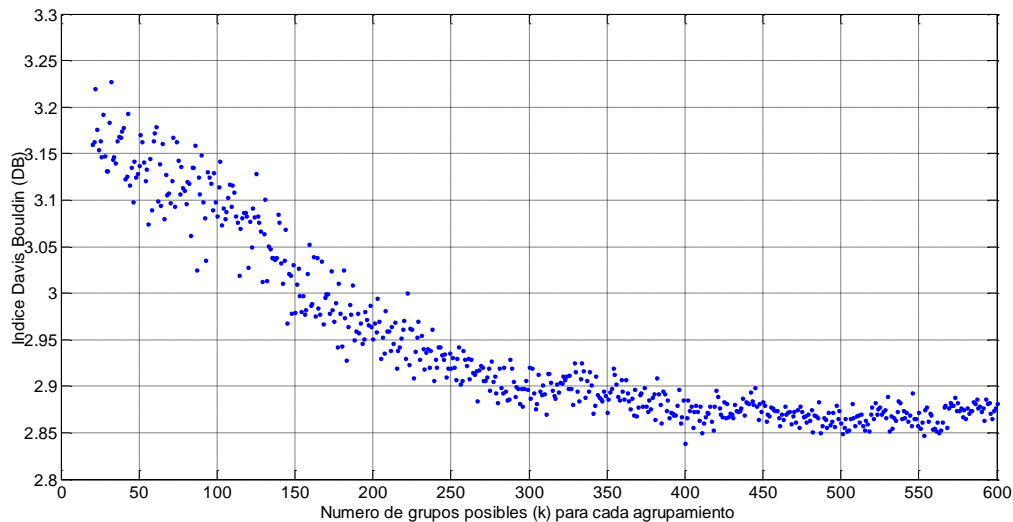
Para determinar el número k adecuado de grupos, éste se varió entre valores posibles en el ejercicio de *clustering*, desde 20 hasta 600. Para cada una de las posibilidades de *clustering* se calcularon los índices de similitud, tal como se presenta en las figuras 6.22, 6.23 y 6.24.

a. Evaluación del error ponderado con las diferencias de las tensiones.

Al aplicar el criterio de las diferencias de tensión en el sistema IEEE de 30 barras, para definir el mejor número de grupos, se obtienen los resultados de la figura 6.22. Se aprecia que el error tiende a estabilizarse a partir aproximadamente de 350 grupos.

Figura 6.22: Variación del error ponderado con las diferencias de las tensiones ante variaciones de k **b. Evaluación del índice Davis Bouldin (DB).**

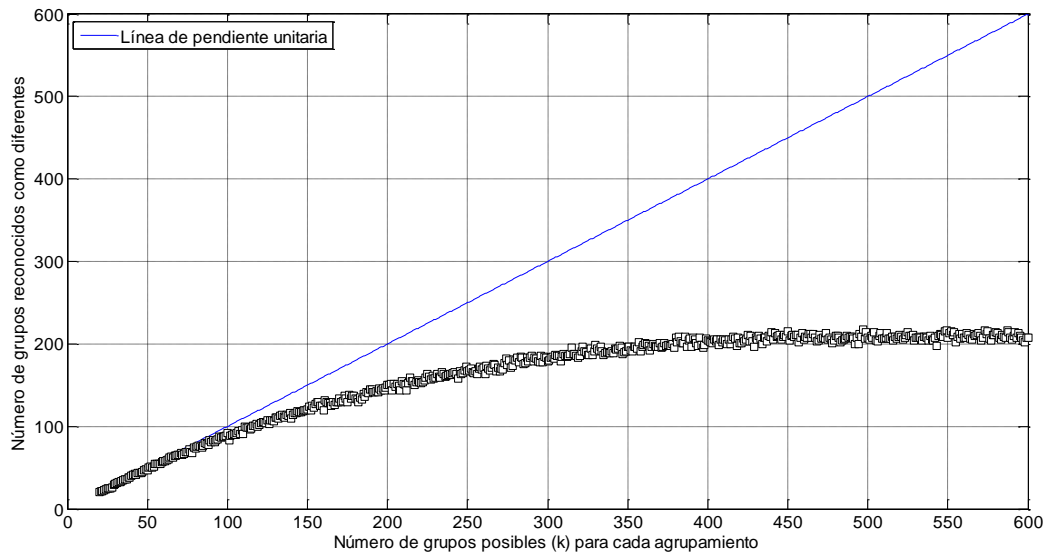
Los resultados entregados por el índice DB para la variación del número de grupos de 20 a 600 se presentan en la figura 6.23. Tal como se muestra, el menor del índice tiende a estabilizarse luego de 400 grupos en un valor igualmente bajo.

Figura 6.23: Variación del índice DB ante variaciones de k **c. Evaluación de las clases representativas, según las condiciones de severidad de los índices de tensión para líneas y nodos.**

Las clases representativas, tal como se describe en el capítulo cinco, son calificaciones cualitativas que permiten determinar si una línea o nodo está en una condición de severidad (baja, media, crítica o muy alta, para el caso de cuatro descripciones cualitativas).

Para este caso, se evaluó la propuesta que incluye cuatro condiciones de severidad, considerando los índices para barra y para línea, de la misma forma como se determinó para el caso del sistema IEEE de 14 barras. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 6.24.

Figura 6.24: Variación de la cantidad de agrupamientos cualitativos considerando los criterios propuestos para las clases representativas.



6.6.3 Determinación del mejor agrupamiento.

Finalmente, luego de evaluar los tres criterios de similitud (error ponderado con las diferencias de las tensiones, clases representativas y el índice Davis Bouldin), se encuentra que el valor del error se estabiliza para más de 350 grupos, el valor del índice DB tiene un valor bajo a partir de ejercicios de agrupamiento con 400 grupos; finalmente el número de clases significativas no aumenta considerablemente luego realizar el agrupamiento con 380 grupos aproximadamente. A partir de este análisis, se asume la representación con 400 grupos, como el más indicado para el sistema IEEE de 30 barras.

A partir de lo anterior, se infiere que para este caso, el mejor agrupamiento A^* se obtiene cuando se aplica la técnica de *clustering* con 400 grupos y utilizando una norma Euclídea.

6.6.4 Análisis de algunos prototipos representativos del sistema IEEE de 30 barras.

La metodología que permitirá proponer una herramienta de monitoreo práctica de las áreas de estabilidad crítica del sistema de potencia, permite presentar la información en una forma gráfica,

mediante una asignación de grados de severidad identificados con colores, tal como se presentó para el sistema IEEE de 14 barras. A continuación, se presentan algunas de las condiciones de operación bajo las cuales fue sometido el sistema IEEE de 30 barras, analizadas desde el punto de vista de la estabilidad de tensión y mediante un gráfico que cuenta con la representación topológica de sus elementos (barras y líneas), los cuales tienen asociado un color que está determinado por la condición o el grado de severidad encontrado para cada contingencia. Posteriormente, con el fin de presentar el aporte que brindan los prototipos obtenidos con la metodología de agrupamiento sobre el SEP, se analiza uno de ellos, el cual representa más de una contingencia según el mejor agrupamiento A^* .

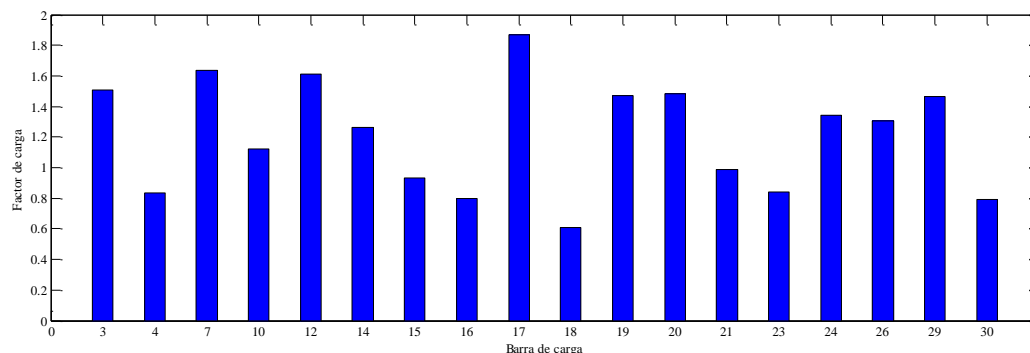
▪ **Análisis de algunas condiciones de operación representativas del sistema:**

a. Escenario 1: Salida de línea L_{2-5} para diferentes niveles de cargabilidad del sistema.

Esta contingencia se considera una de las más críticas para el sistema IEEE de 30 barras, debido a que se pierde un enlace importante de la zona de generación compuesta por las barras 1 y 2 con la barra 5, la cual tiene una unidad generadora y a su vez la carga más grande del sistema. A continuación se ilustra mediante el análisis de tres casos, el comportamiento en estabilidad de tensión del sistema ante la misma contingencia, pero diferentes niveles de cargabilidad.

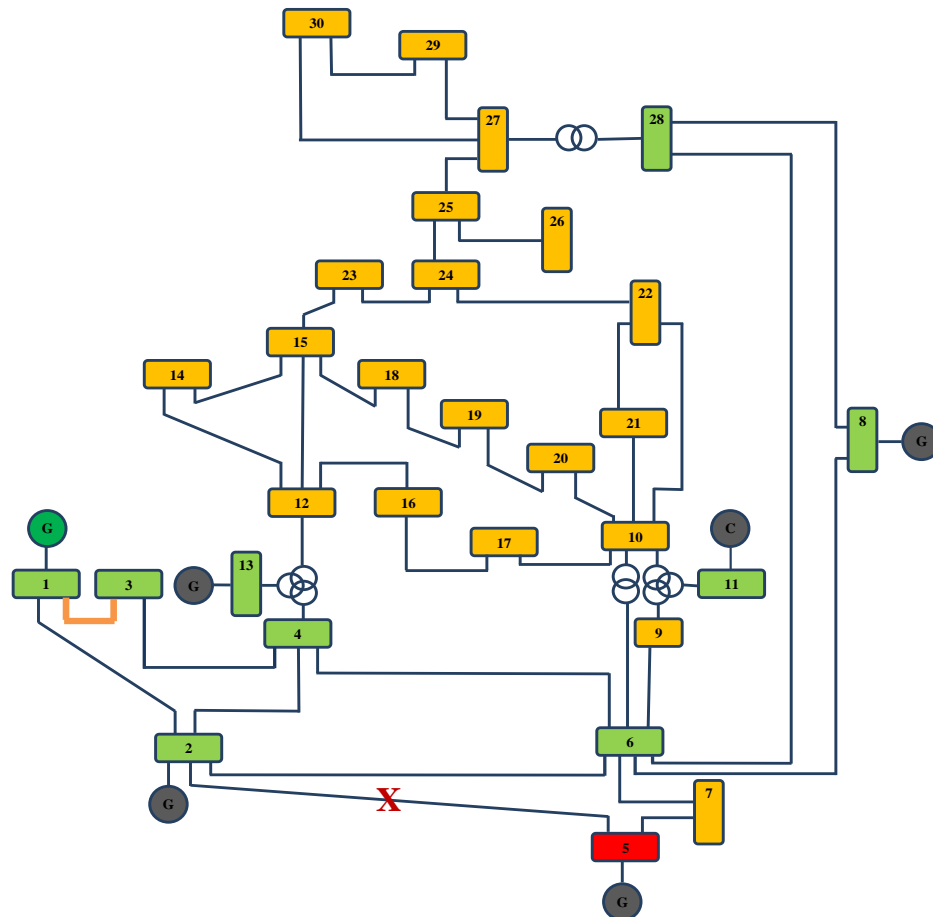
Para el primer caso se considera el perfil de carga presentado en la figura 6.25.

Figura 6.25: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida línea L_{2-5} , caso uno.



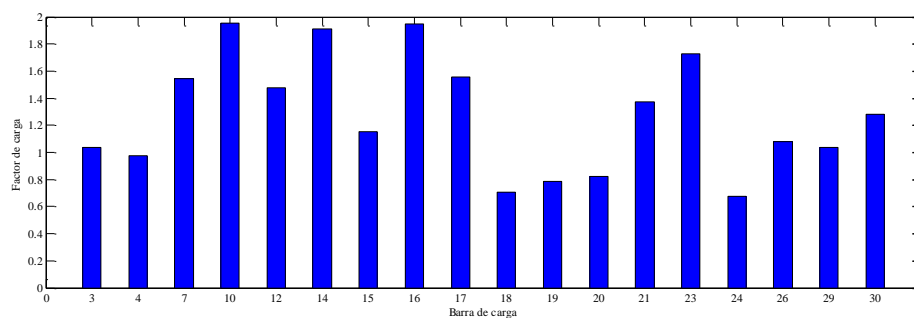
La capacidad de G_5 resulta insuficiente para soportar la demanda de su propia barra y la del sistema y esto se ve reflejado en la conmutación de la barra de nodo PV a PQ, como lo presenta la figura 6.26. Adicionalmente a esto, la barra alcanza una condición de alta criticidad y hace que el SEP se vuelva inestable en tensión. Por otra parte, el nivel de carga considerado hace que el sistema presente un nivel de alerta para la zona central de carga y para las barras más alejadas como la barra 29 y la barra 30. Por medio de la asignación de colores para identificar el grado de estabilidad de las barras, se observa como la línea 1-3 presenta una condición de alerta, debido al incremento de flujo de potencia a través de ella.

Figura 6.26: Condición de operación salida L₂₋₅, caso uno.



Como otro caso (caso dos), se considera el mismo tipo de contingencia, pero para otro nivel de carga del sistema como el presentado en la figura 6.27. Para esta situación, las barras con mayor carga corresponden a la N_{10} , N_{14} y N_{16} para un valor de P y Q cercano a 2,0 p.u, seguida de la barra 23 con un nivel de potencia de 1,7 p.u y las barras 7, 12, 17, 21 y 30 con un valor cercano a 1,5 p.u en ambas potencias. Las demás barras presentan una condición de carga debajo de su valor nominal.

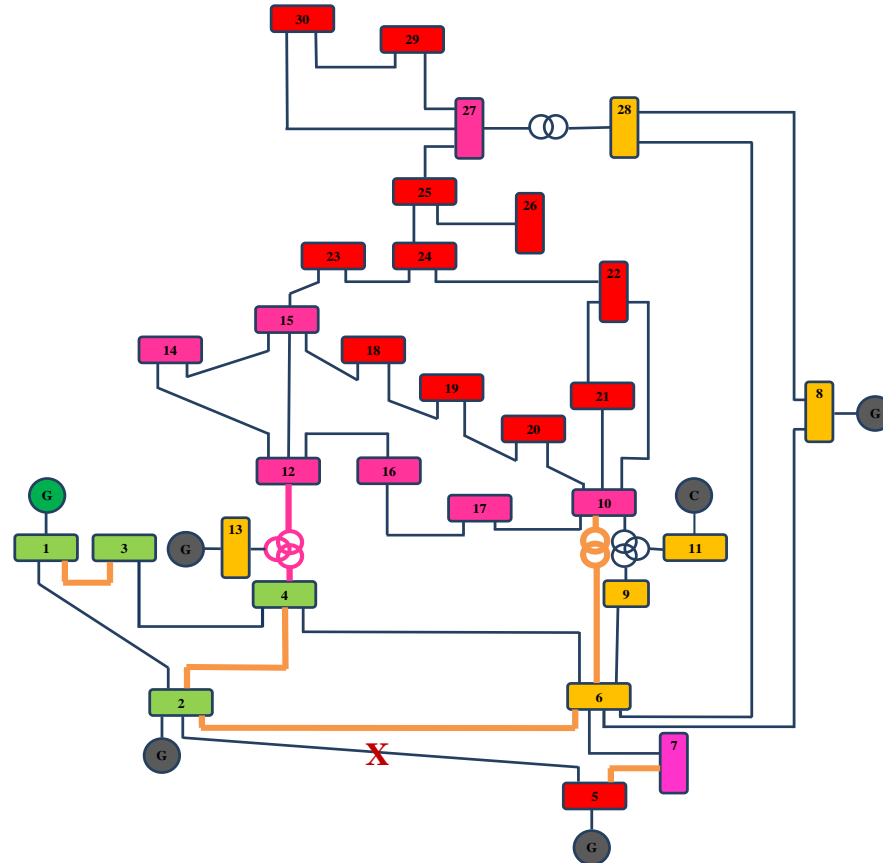
Figura 6.27: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 14 barras con salida del generador G_2 caso dos.



Para esta condición de operación, el comportamiento del sistema en estabilidad de tensión se ilustra en la figura 6.28. Se observa como el sistema sigue siendo inestable en la barra 5 y se pasa

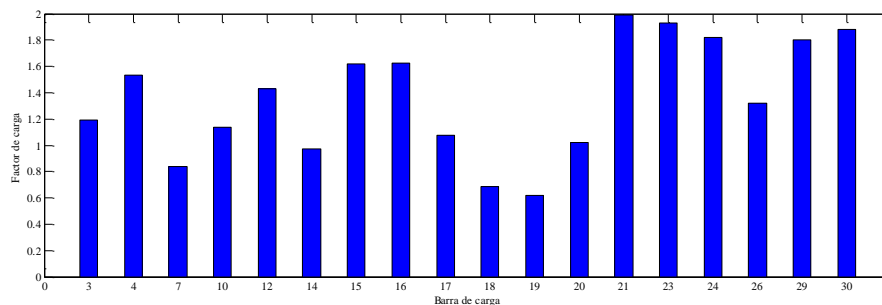
De acuerdo a la visualización del sistema de la figura 6.30, para este caso el sistema se encuentra bajo condiciones críticas de estabilidad de tensión, especialmente las barras más alejadas de la zona de generación, ya que en este caso todas las barras de generación conmutan y le corresponde sólo a la barra *slack* ofrecer el soporte al SEP. En esta condición de operación también se presenta un incremento en la sensibilidad de las líneas 1-3, 2-4, 2-6, 5-7 y 6-10, las cuales se muestran de un color naranja, representando con ello una condición de alerta. La línea 4-12 se encuentra en un estado crítico.

Figura 6.30: Condición de operación salida de línea $L_{2,5}$ caso tres

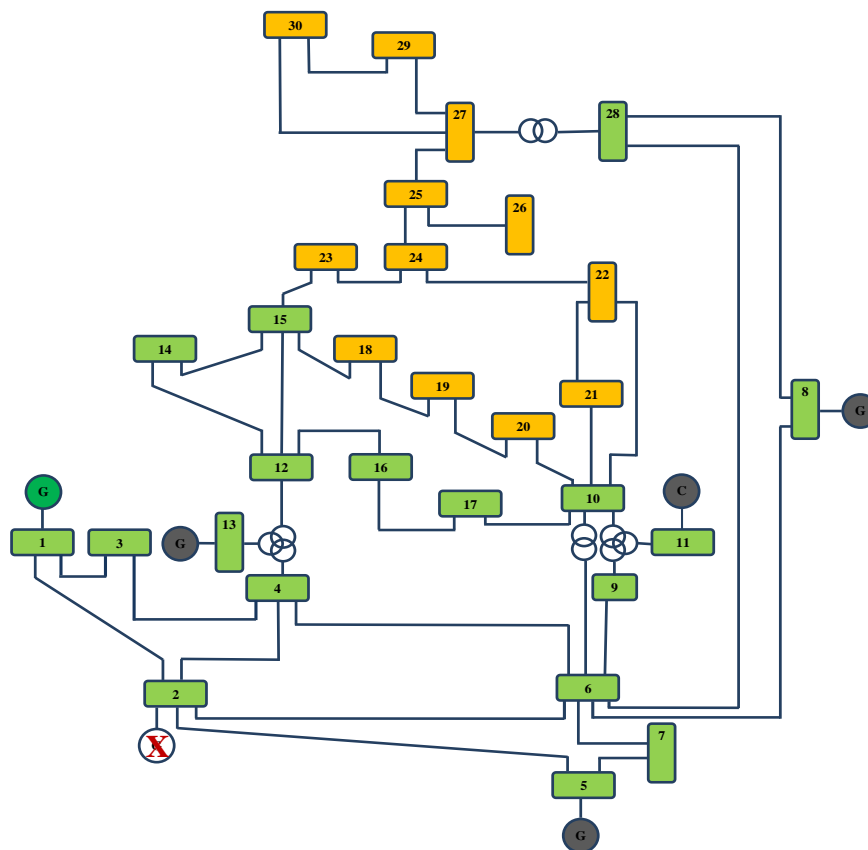


b. Escenario 2: Salida de generador G2, ante diferentes niveles de carga.

El nivel de carga de esta condición de operación es alto de acuerdo al perfil de la figura 6.31, dado que considera un valor mayor a 1,8 p.u en las potencias activa y reactiva para la zona de carga definida por las barras 21, 23, 24, 29 y 30. Para las barras más cercanas a la zona de generación, como 3, 4 y 12, la demanda se establece en un rango entre 1,2 p.u a 1.6 p.u. Para las demás barras de carga, la demanda está por debajo de su potencia nominal.

Figura 6.31: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida de G_2 

Ante esta situación y la salida del generador de la barra 2, las demás barras de generación alcanzan sus límites de reactivos y por tanto, le corresponde a la barra *slack* asumir la demanda. Como se esperaba, las barras más alejadas a la barra *slack*, presentan una condición de alerta respecto a la estabilidad de tensión, tal como se muestra en la figura 6.32. De otra parte, para esta condición no se muestra que haya un escenario de alerta para las líneas, ya que la topología enmallada del sistema permite una mejor distribución del flujo de potencia y por consiguiente no se superan los límites de estabilidad.

Figura 6.32: Condición de operación salida de G_2 para una situación de carga alta

Para la misma contingencia del escenario anterior (salida del generador G_2), pero para un nivel de carga más alto (respecto a la figura 6.33, sólo barras 14 y 18 por debajo de su potencia nominal, las

demás oscilan en el rango de 1,4 a 2,0 p.u), se presenta una condición crítica del SEP, ya que es insuficiente el suministro de la barra *slack* para abastecer la demanda. Los índices de estabilidad de tensión muestran valores de alerta y críticos para las líneas L_{1-2} y L_{1-3} respectivamente, las cuales interconectan a la barra *slack* con el resto del sistema, como lo indica la figura 6.34.

Figura 6.33: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida de generador G_2 , nivel muy alto de carga.

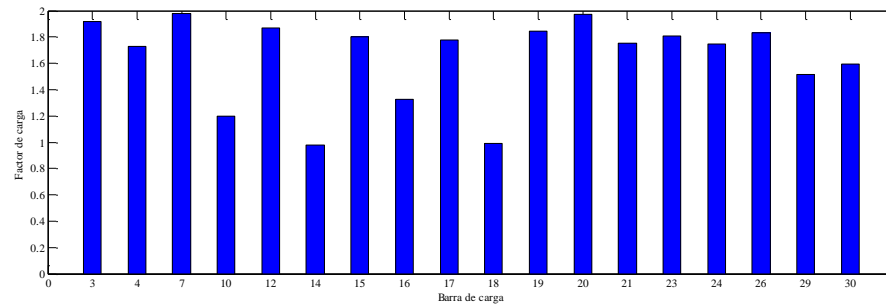
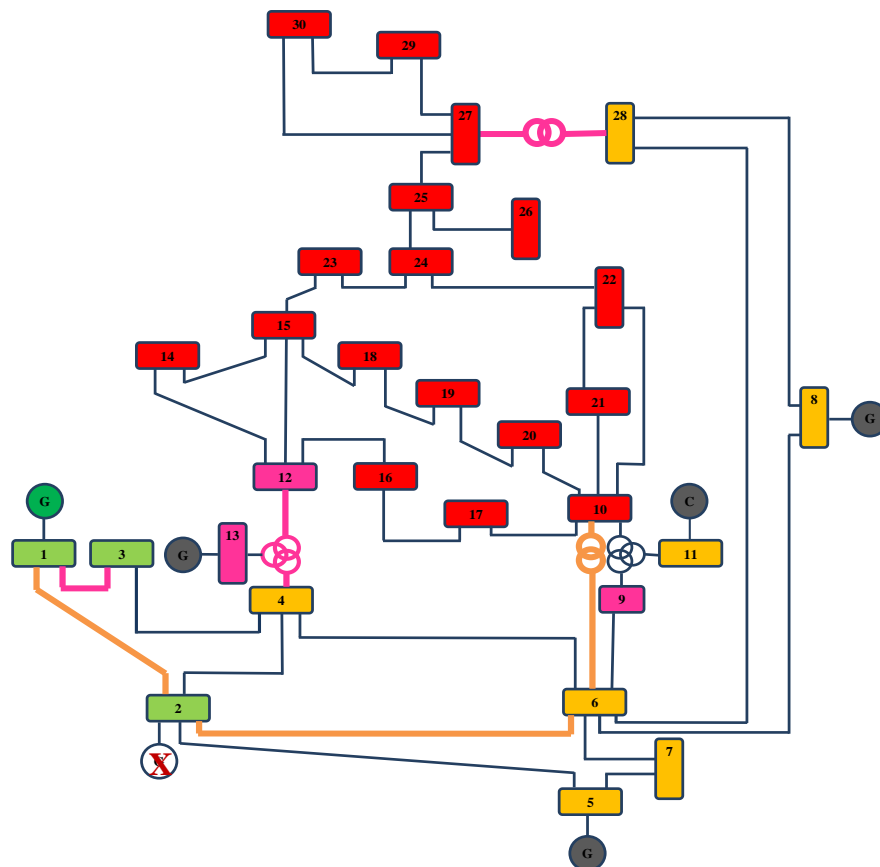


Figura 6.34: Condición de operación salida de G_2 , condición de carga muy alta



c. Escenario 3: Salida de línea L_{27-28}

Para este escenario se considera la respuesta del sistema ante la salida de la línea L_{27-28} para una condición de carga en la cual las barras 3, 4, 14, 26, 29 y 30 presentan demandas de P y Q

superiores a 1,4 p.u., de acuerdo al perfil de carga de la figura 6.35. En la figura 6.36 se ilustra el comportamiento del sistema ante dicha contingencia.

Figura 6.35: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L₂₇₋₂₈

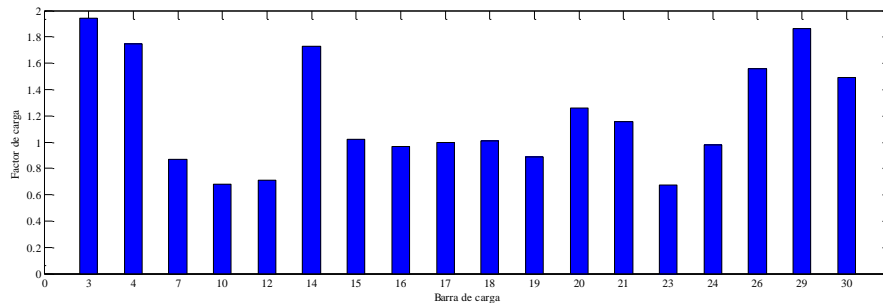
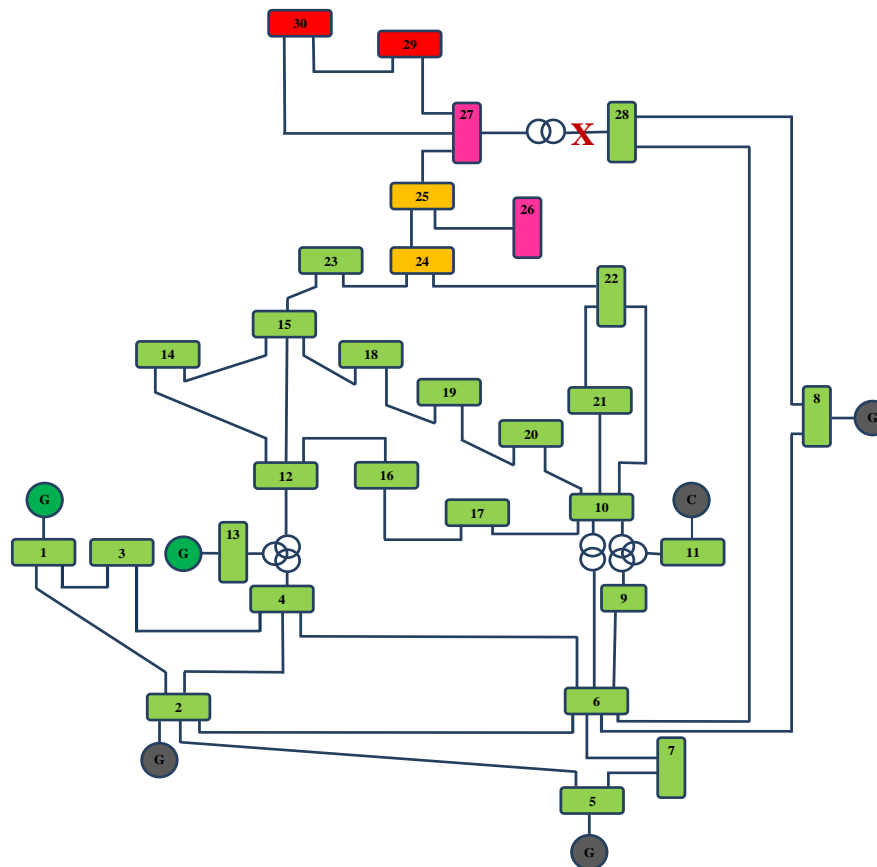


Figura 6.36: Condición de operación del sistema IEEE de 30 barras ante salida L₂₇₋₂₈.



Como se observa de la topología del sistema de la figura 6.36, la barra 30 está muy distante del área de generación y por tanto es la más sensible a presentar problemas con el suministro de reactivos. En condiciones de carga base, la barra 30 recibe soporte del generador G_8 . Sin embargo cuando se presenta una condición de carga como la descrita anteriormente, que obliga la conmutación la barra generadora y al salir de operación la línea 27-28, necesariamente las barras 29 y 30 presentan problemas de estabilidad, como se visualiza en la figura 6.36. Por otra parte, se aprecia como ante la condición de operación, el generador 13 no conmuta y esto permite que la zona central de carga no presente problemas de estabilidad de tensión.

d. Escenario 4: Salida de línea L 27-30.

Para esta condición de operación definida por el perfil de carga de la figura 6.37, el generador G_{13} no presenta conmutación y la barra 30 es la más crítica del SEP, según la visualización del sistema en la figura 6.38.

Figura 6.37: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{27-28}

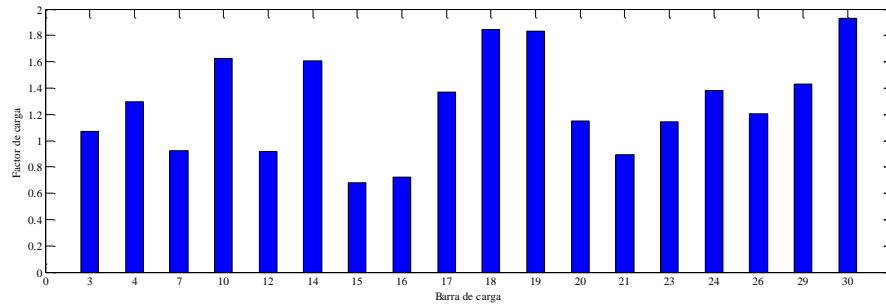
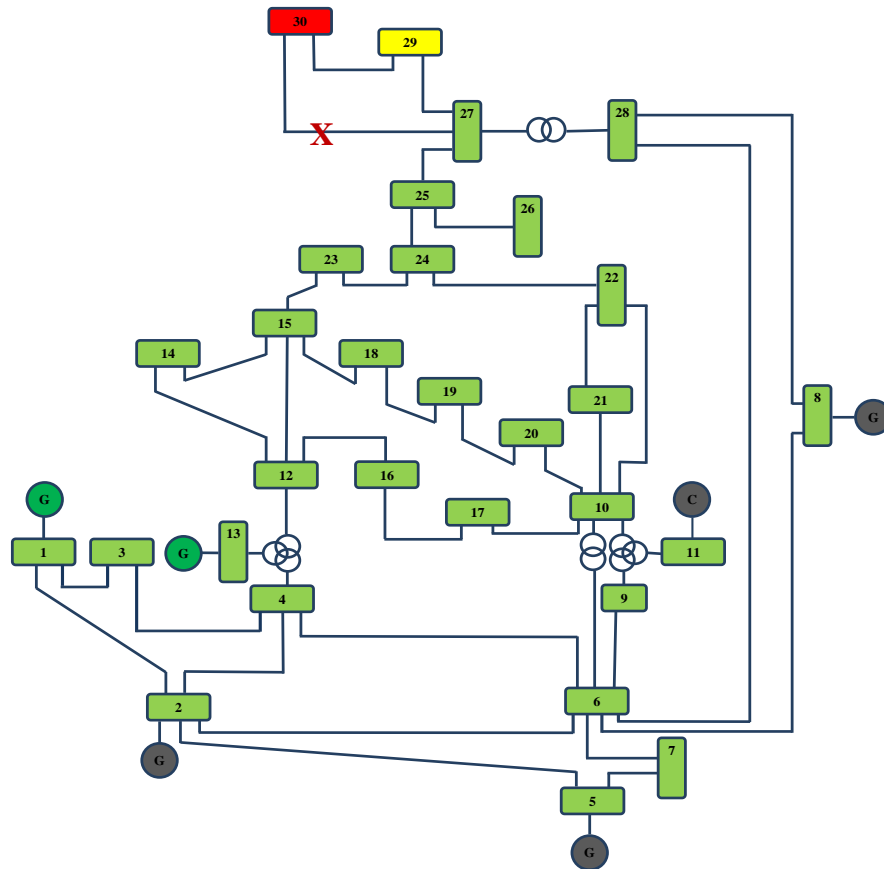


Figura 6.38: Condición de operación salida L_{27-28} .

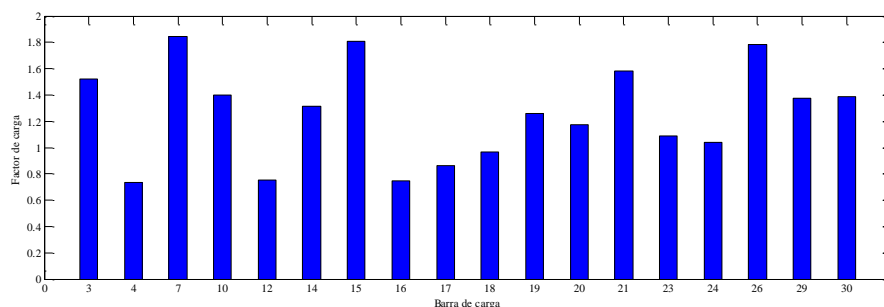


e. Escenario 5: Salida de línea L4-12.

Se considera la salida de la línea L_{4-12} , la cual es un enlace importante entre la zona de generación y la de carga, para dos condiciones de operación diferentes. Para el primer nivel de carga y ante

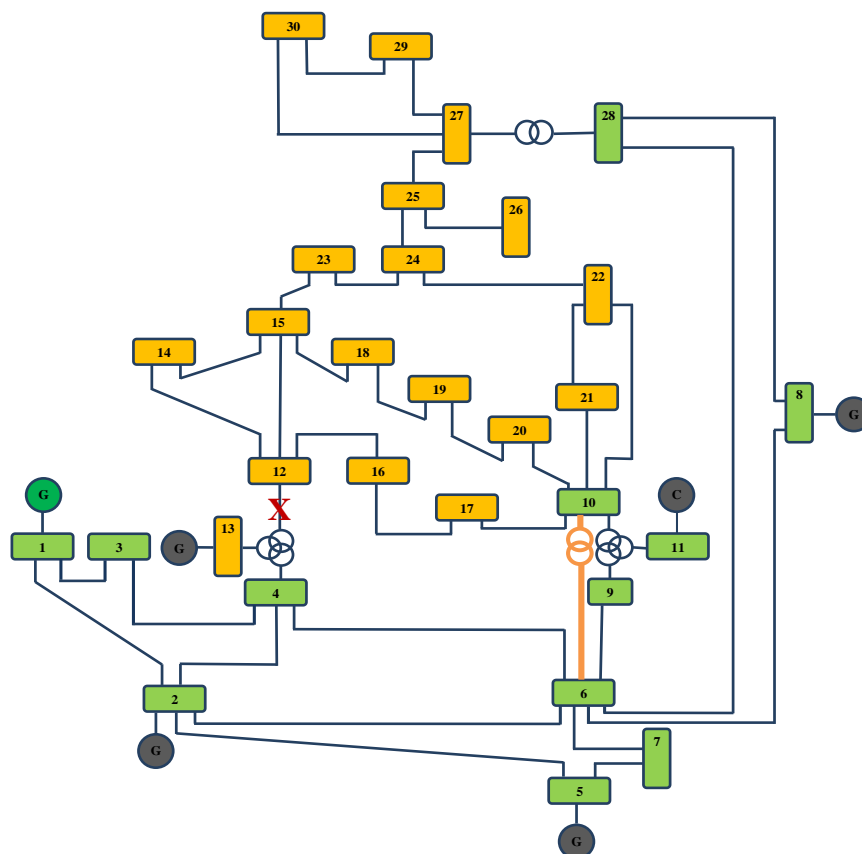
esta contingencia, se espera que el sistema se torne inestable debido a la conmutación de los generadores (excepto el *slack*), pero ante la condición de carga propuesta en la figura 6.39, el sistema permanece relativamente estable, de acuerdo a lo visualizado en la figura 6.40. Para este caso, la mayor demanda se encuentra en las barras 7, 15 y 26 (P y Q cercano a 1,8 p.u.).

Figura 6.39. Perfil de carga uno para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L₄₋₁₂



Para el escenario propuesto, sólo se presenta una condición de alerta en cuanto a estabilidad de tensión para las barras resaltadas en la figura 6.40. Se esperaba que la línea L₆₋₁₀ presentara un valor de índice muy alto que reflejará la ruta que debido a la contingencia, está siguiendo ahora el flujo de potencia de la zona de generación a la carga, pero debido al color naranja que adopta (condición de alerta), esto no representa aún problemas de inestabilidad para la línea o para el SEP.

Figura 6.40: Condición de operación salida L4-12, condición de carga uno.



Para la misma contingencia del escenario anterior, pero ante un nivel de carga más alto para las barras del área central del SEP (figura 6.41), se observa cómo cambia el sistema de la condición de alerta a condición crítica de acuerdo a la figura 6.42. De igual manera la línea L₆₋₁₀ ya presenta una condición crítica ante la demanda.

Figura 6.41: Perfil de carga dos para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L₄₋₁₂

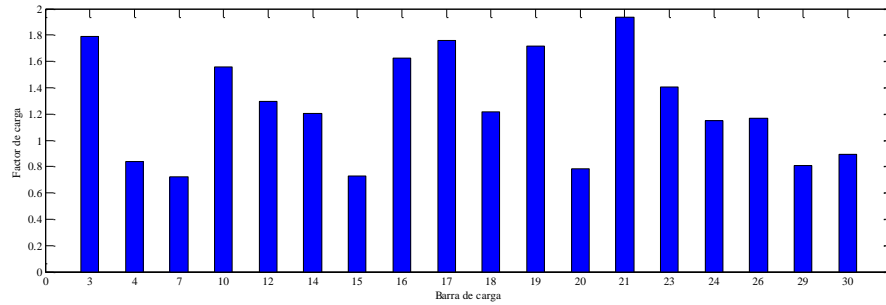
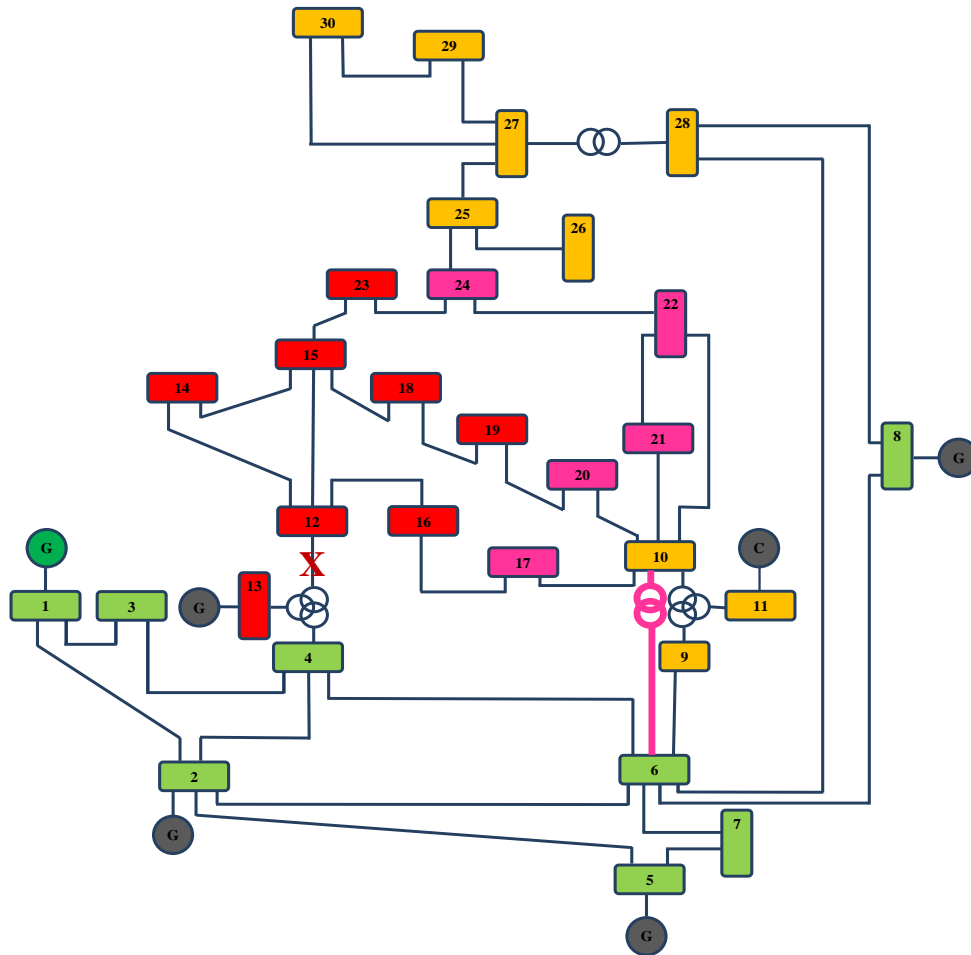


Figura 6.42: Condición de operación salida L₄₋₁₂, condición de carga dos



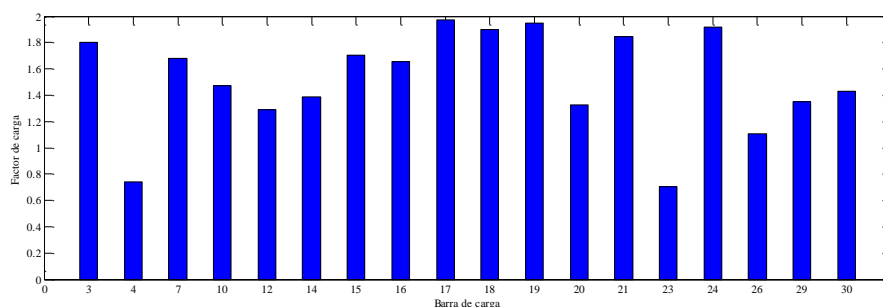
▪ **Análisis de un prototipo de contingencias obtenido en el mejor agrupamiento A* para el sistema IEEE 30 barras.**

Como ya se mencionó previamente, cada condición de operación del SEP está asociada a una condición de estabilidad de tensión para sus nodos y sus barras y por lo tanto, pertenece a un prototipo que agrupa todas las contingencias o condiciones de operación que tienen una respuesta similar del SEP. A continuación y a modo de ilustración, se presenta uno de los 400 prototipos obtenidos para el sistema IEEE de 30 barras, que agrupa varias contingencias como la contingencia #31660 que corresponde a la salida de la línea L_{27-28} y la contingencia #37338 que corresponde a la salida de la línea L_{8-28} .

a. Análisis para escenario de la contingencia #31660 correspondiente a salida L_{27} .

Esta condición de operación refleja el comportamiento del SEP ante la salida de la línea L_{27-29} , que representa una condición crítica para las barras 29 y 30, las cuales quedan haciendo parte de un circuito radial, lo que las hace más vulnerables a los problemas de estabilidad de tensión. El nivel de carga para esta contingencia es alto, según la figura 6.43, debido a que la mayoría de barras presenta una sobrecarga entre 120 al 180%, a excepción de las barras 4 y 23 que se encuentran cercanas al 70% de su carga base.

Figura 6.43: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L_{4-12}

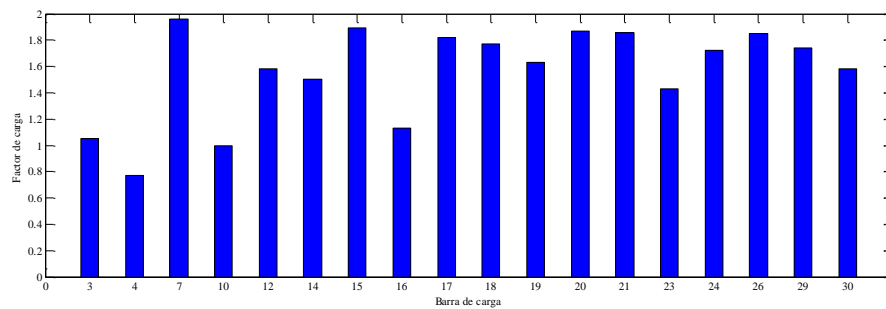


El nivel de cargabilidad específico en este caso y la condición de contingencia, establece una condición de alerta para la mayoría de las barras de la zona central de carga y una condición de estabilidad para las zonas cercanas a los centros de generación. En la figura 6.44a se presenta el diagrama de colores con la condición de operación y en la figura 6.44b se muestra el prototipo obtenido con la metodología de agrupamiento, que la representa.

El prototipo 182 es el que representa la contingencia analizada (#31660), que aunque establece que la barra 30 no es muy crítica, permite definir una condición de criticidad que debe ser considerada por el analista de la red.

b. Análisis para escenario #37338 correspondiente a salida L_{8-28} .

El nivel de carga de esta condición de operación es mayor que la del caso anterior, de acuerdo a la figura 6.45 (rango de variación para todas las barras entre 100 y 200%, excepto a la barra 4 que tiene una carga correspondiente al 80%).

Figura 6.45: Perfil de carga para barras del sistema IEEE 30 barras con salida L₅₋₂₈

En la figura 6.46 se puede observar el grado de similitud entre el prototipo y la condición de operación que agrupa, aunque la barra 9 de este último, se considera estable a diferencia de la condición que es de alerta.

Finalmente como conclusión, en un proceso de agrupamiento como el utilizado que está fundamentado en criterios de similitud, se pueden presentar algunos casos como éste, pero la existencia de estas mínimas diferencias no afectan el propósito de la metodología propuesta. Ésta, como ya se ha mencionado, consiste en agilizar el proceso de monitoreo de zonas críticas y no críticas en estabilidad de tensión de un SEP, ante las diversas condiciones de operación posibles, con un número bajo de prototipos.

Figura 6.44: a) Condición de operación salida de línea L₂₇₋₂₉. b) Prototipo 182 que agrupa la contingencia

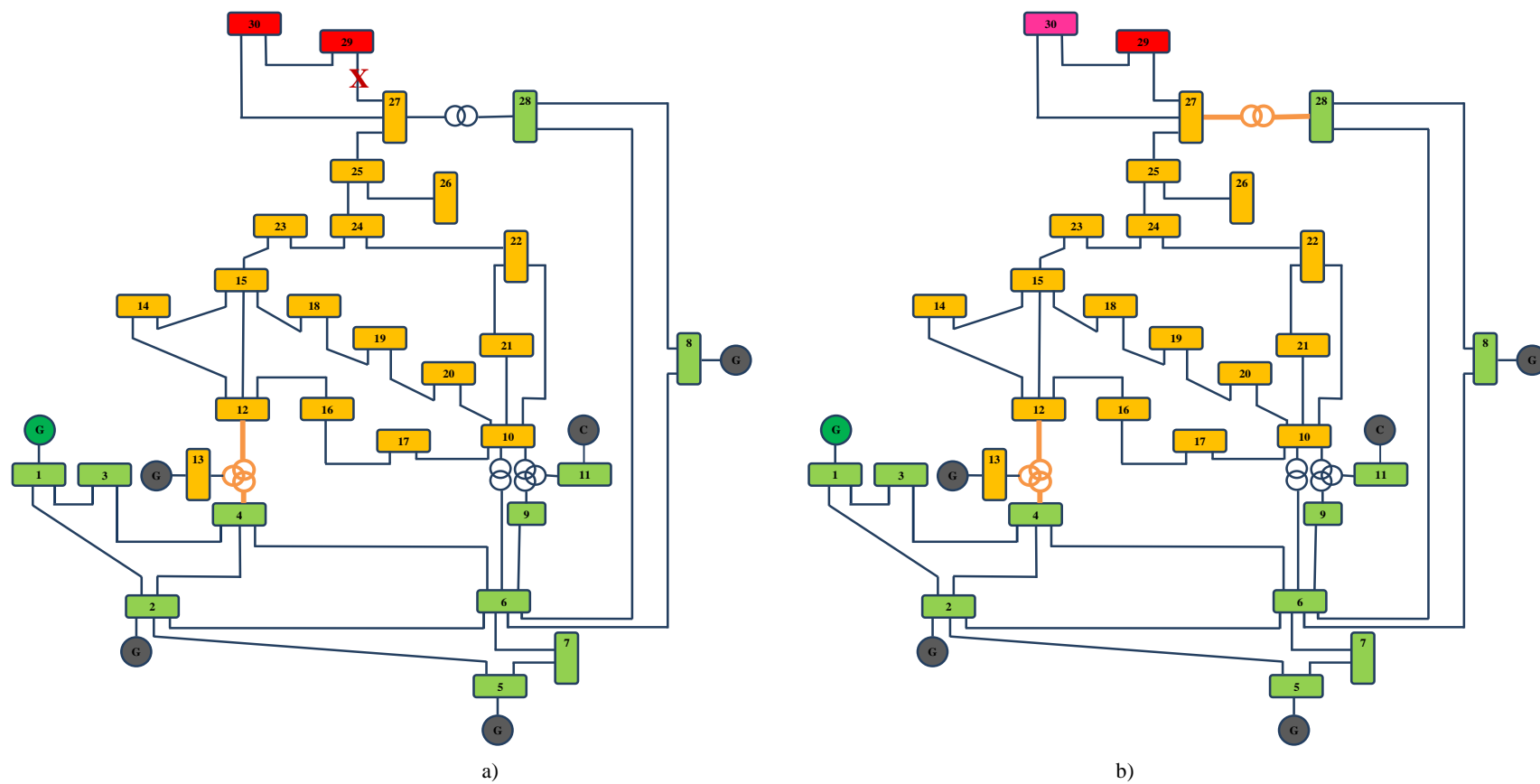
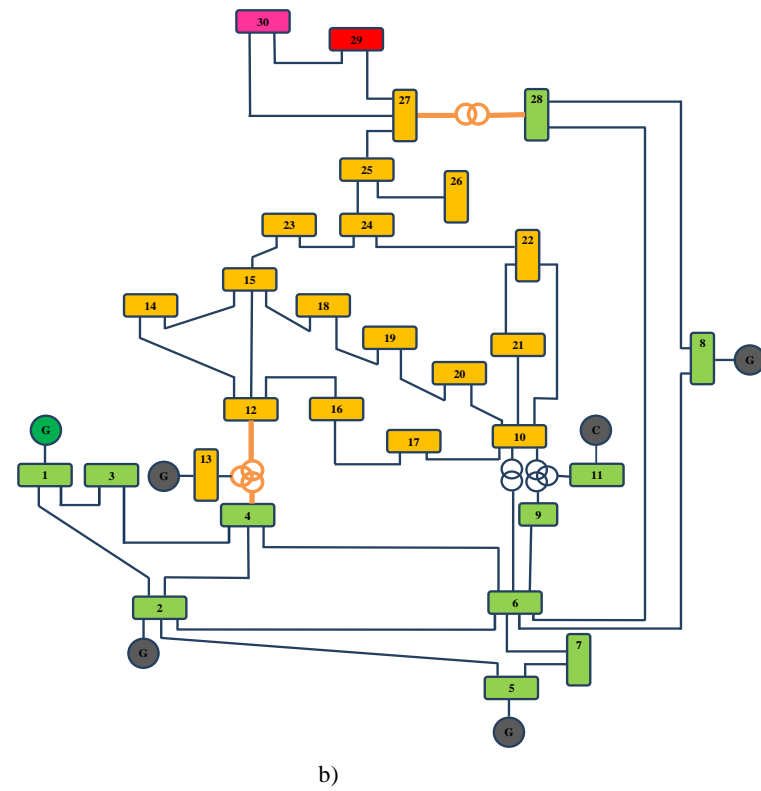
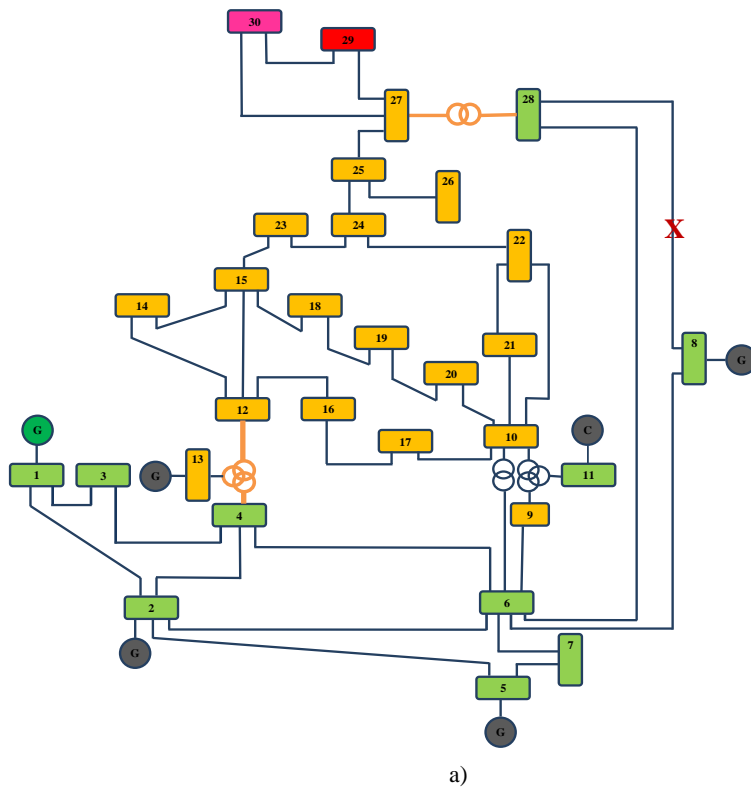


Figura 6.46: a) Condición de operación salida de línea L₈₋₂₈. b) Prototipo 182 que agrupa la contingencia



6.7 Reconocimiento de áreas críticas de estabilidad para el sistema IEEE 30 barras.

Como ya se mencionó para el sistema IEEE de 14 barras, cada uno de los grupos que conforman el mejor agrupamiento A^* , está representado por una clase y ésta define las áreas críticas en la estabilidad del SEP según el criterio de severidad propuesto. Con esta base de datos de las diversas condiciones de operación, se entrena una herramienta basada en aprendizaje de máquina, para que reconozca una condición de operación nueva y la clasifique indicando sus zonas de severidad de acuerdo a la estabilidad de tensión.

6.7.1 Conjunto de datos de entrada.

El conjunto de datos de entrada \mathbf{x} para el caso del sistema IEEE de 30 nodos corresponde a las 61252 condiciones de operación, en las cuales al menos uno de los índices de estabilidad de tensión para línea o para nodo tiene un valor considerado como crítico.

Las condiciones de operación están definidas por las tensiones de las barras y los flujos de potencia entre los generadores y las barras y entre cada pareja de barras. A este conjunto de datos se le adiciona una columna con la clase, la cual representa el prototipo que permite identificar cada una de las zonas de severidad definidas como resultado de la aplicación de los índices de severidad al sistema de potencia bajo análisis, tal como se indica en la tabla 6.6.

Al igual que para el caso del sistema IEEE de 14 barras, la base de datos es completa ya que contiene los descriptores de la condición de operación (tensiones y flujos de potencia) y la clase a la cual pertenece.

6.7.2 Parametrización de la SVM.

El conjunto de parametrización corresponde a un grupo de 10000 condiciones de operación, seleccionadas de forma aleatoria, que se utilizan para obtener la mejor constante de penalización C y el mejor parámetro del kernel (p-kernel) para ajustar la máquina de soporte vectorial como clasificador.

Como se mencionó para el caso del sistema IEEE de 14 nodos, las técnicas utilizadas fueron el algoritmo genético de Chu Beasley y la validación cruzada con cinco subgrupos ($v=5$), para cada uno de los conjuntos de descriptores (\vec{V} es un arreglo con los fasores de tensión en las barras; $\vec{S}_{i,j}$ representa el flujo de potencia aparente desde la barra i hasta la barra j). El algoritmo genético de Chu Beasley tiene los mismos parámetros seleccionados para el caso del sistema IEEE de 14 barras. Adicionalmente, la población inicial contiene los mejores parámetros encontrados para el caso de las pruebas realizadas con los datos del sistema IEEE de 14 barras, lo cual redujo el esfuerzo computacional para encontrar la mejor alternativa para el sistema IEEE de 30 barras.

Los mejores parámetros obtenidos para las diferentes combinaciones de descriptores seleccionados se presentan en la tabla 6.10.

6.7.3 Entrenamiento y validación de la SVM.

Al igual que en el sistema IEEE de 14 barras, las condiciones de operación no utilizadas en la etapa de parametrización se utilizan en la etapa de entrenamiento y prueba para el sistema IEEE de 30 barras. Para este caso corresponden a 51252 condiciones de operación. Esta base de datos se dividió en 10 subgrupos para aplicar el criterio de validación cruzada y obtener un error con la máquina de soporte vectorial parametrizada con los valores presentados en la tabla 6.10.

Tabla 6.10: Mejores resultados obtenidos en la parametrización de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 30 barras.

Descriptores	Parámetros		Mínimo error de validación cruzada [%]
	C	P-kernel	
\vec{V}	983672	12,87	0,56
$\vec{S}_{i,j}$	1890386	8,54	0,75
$\vec{V}, \vec{S}_{i,j}$	863986	14,76	0,82

Adicionalmente a la prueba de validación cruzada y para determinar la robustez de la máquina para reconocer una condición de operación específica \mathbf{x}_i , se seleccionaron aleatoriamente 10000 datos de la base completa (16,32% de los datos) para entrenar la herramienta de clasificación. Con los restantes 51252 datos (83,68%) se realizó la prueba de precisión. Los resultados obtenidos para las pruebas descritas al considerar adicionalmente varias combinaciones de descriptores de entrada, se presentan en la tabla 6.11.

Tabla 6.11: Mejores resultados obtenidos en la validación de la máquina de soporte vectorial para reconocimiento de áreas críticas de estabilidad de tensión en sistema IEEE 30 barras.

Descriptores	Error de validación cruzada [%]	Precisión ante un entrenamiento con el 16,32 % de los datos de prueba [%]
\vec{V}	0,32	99,33
$\vec{S}_{i,j}$	0,47	98,85
$\vec{V}, \vec{S}_{i,j}$	0,19	99,27

6.7.4 Matriz de confusión para el peor desempeño obtenido en el reconocimiento de áreas críticas de estabilidad.

Para el caso del peor desempeño considerando la combinación de descriptores de entrada como solamente los flujos de potencia $\vec{S}_{i,j}$, se presenta en la tabla 6.12, la matriz de confusión en su versión reducida. Esta tabla muestra la matriz de confusión reducida, ya que solamente se presentan las clases que tienen errores y permite identificar dónde se encuentran los errores potenciales en el reconocimiento de áreas críticas para el sistema de 30 barras.

Tabla 6.12: Matriz de confusión reducida para el sistema IEEE de 30 barras, considerando los descriptores asociados a $\vec{S}_{i,j}$.

[illegible]

Tabla 6.12: (Coninuación)[illegible]

Según la tabla 6.12 se aprecia que para el peor caso, existe confusión en el 1,15 % de los datos, pero estos se encuentran distribuidos en varias clases y por lo tanto no existen errores por clase que puedan evidenciar algún problema fuerte localizado en alguna clase en especial. Para el caso de la mejor precisión, se encuentra que únicamente 343 condiciones de operación fueron mal clasificada

6.8 Conclusiones.

Como se puede apreciar de los resultados obtenidos para los sistemas de prueba, es posible agrupar las condiciones de operación según su grado de similitud y esta agrupación se puede asociar con características relacionadas con la estabilidad de tensión. Para el caso propuesto, la caracterización de la base de datos que representa muchas de las posibles condiciones de operación, permite agruparlas y crear prototipos característicos que las representen.

Mediante el análisis de los prototipos característicos, fácilmente se puede determinar zonas de severidad del sistema de potencia analizado. Esta estrategia se puede automatizar para realizar reconocimiento en línea, utilizando un algoritmo de clasificación supervisada como el propuesto en esta tesis. Tal como se demostró, el rendimiento en el reconocimiento de prototipos es alto y permite que el operador de red tenga una visión rápida del estado del sistema de potencia.

La metodología propuesta y validada en este capítulo permite que el operador pueda realizar una monitorización en línea del sistema de potencia, para que en cada instante determine las condiciones de severidad de nodos y líneas, a partir de las mediciones de tensiones en barras y/o de flujo de potencia en líneas. Esto le permite tomar acciones correctivas para aquellas áreas definidas por los elementos que presenten una condición de severidad más alta, de acuerdo a los límites que defina el operador.

Finalmente, la estrategia propuesta involucra la combinación del índice de barra propuesto en el capítulo cuatro con índices de línea, para definir una metodología que permite identificar las zonas problemáticas en cada instante, de una manera sencilla y fácil de implementar en los sistemas de potencia actuales. Este tipo de desarrollos permiten mejorar la operación de los sistemas de potencia, en beneficio de la empresa operadora y del usuario final.

7. Conclusiones y trabajo futuro

En este capítulo se presentan las conclusiones principales de la investigación y también se sugieren temas para el desarrollo de trabajos futuros en el área del análisis de estabilidad de tensión, a partir de la metodología en línea propuesta para determinar áreas críticas de tensión.

Esta tesis presenta una propuesta para la determinación de la estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), basada en la información entregada por los actuales sistemas de medición y monitoreo. El problema se aborda en tres etapas. Inicialmente se presenta una revisión completa del estado del arte, tal como se presenta en los capítulos dos y tres. Posteriormente se considera el problema de la determinación de la “distancia” que tiene un SEP de tener un problema de inestabilidad de tensión, mediante la propuesta de un índice tal como se presenta en el capítulo cuatro. Finalmente, empleando los resultados obtenidos con el nuevo índice, se propone una metodología que permite determinar, fácilmente y en línea, las áreas potencialmente inestables del SEP, gracias a la definición de índices de similitud y a la incorporación de métodos de aprendizaje supervisado y no supervisado, tal como se presenta en los capítulos cinco y seis.

7.1 Principales conclusiones del trabajo

7.1.1 Conclusiones asociadas con la revisión bibliográfica

Como aporte a la problemática asociada con la estabilidad de tensión se presenta inicialmente, una revisión al estado del arte, con el fin de determinar posibles áreas de desarrollo. En el desarrollo de esta etapa inicial se identifica la existencia de una gran cantidad de índices de estabilidad de tensión, que permiten cuantificar la cercanía al punto de máxima cargabilidad del sistema, los cuales han sido propuestos a lo largo de más de dos décadas. Se evidencia adicionalmente, que existen muy pocos reportes relacionados con su clasificación y que los existentes son muy excluyentes, ya que sólo se limitan a mencionar algunas características de la formulación del índice. Esto se identifica al inicio de esta tesis como una falencia en el área de investigación, ya que no era fácil establecer una ruta investigativa debido que no se tenía un panorama organizado de la evolución en las propuestas de índices, desde las primeras aproximaciones hasta la actualidad.

De esta manera, un primer aporte de esta tesis está relacionado con la revisión exhaustiva de las referencias bibliográficas asociadas con las diferentes propuestas empleadas para definir índices de estabilidad de tensión, en el periodo 1986 - 2012. A partir de esta revisión, se propuso una nueva clasificación que considera los trabajos previos y está fundamentada en las principales características a tener en cuenta para la formulación y los requerimientos de cálculo de los índices asociados con la estabilidad de tensión. Esta clasificación está organizada por categorías y permite analizar en una forma más ágil, las características, enfoques, debilidades y potencialidades de las diferentes propuestas formuladas para los índices de estabilidad. Por otra parte, esta clasificación, pretende ser una referencia útil en la discusión relacionada con las metodologías de análisis de estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos de potencia, para el desarrollo de trabajos futuros en esta área.

Como conclusiones del trabajo desarrollado en la clasificación de los índices de estabilidad para el periodo antes mencionado, se encontró que el 53.57% de las propuestas se han aplicado para el análisis fuera de línea de la estabilidad, dentro de las cuales una gran cantidad de ellas comprenden la utilización de los parámetros del SEP y/o algunas variables obtenidas por la solución del flujo de carga. Este porcentaje es un poco alto, teniendo en cuenta que la disponibilidad de mediciones y equipos (sistemas WAMs), en los sistemas de potencia actuales, permite la disposición de mayor información, que puede ser utilizada para definir, en una forma rápida y confiable, la condición de estabilidad de tensión del SEP mediante la implementación de índices en línea. Lo anterior muestra que ésta es un área en desarrollo promisorio y por lo tanto con mucha posibilidad de análisis e investigación. Este hecho constituye una de las motivaciones que impulsa la propuesta de un índice de estabilidad de tensión desarrollado en esta tesis.

A partir de la revisión bibliográfica también se analizaron varias de las metodologías para la determinación de áreas críticas de tensión. La mayoría de ellas utilizan la manipulación de la matriz Jacobiana del SEP, por lo tanto el análisis se limita a condiciones fuera de línea. Con la inclusión de los sistemas de monitoreo basados en PMUs, se presenta actualmente la posibilidad de desarrollar herramientas simples y eficientes que permiten mejorar la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Este desafío se asume como uno de los objetivos de la tesis, que se desarrolla posteriormente en el capítulo cinco.

7.1.2 Conclusiones asociadas al índice de estabilidad de tensión propuesto

La formulación de un índice de estabilidad de tensión basado en mediciones, debe ser sencilla y de fácil implementación. La propuesta del índice SVSI realizada en esta tesis y presentada en el capítulo cuatro, cumple con estas condiciones, ya que hace parte de aquellas metodologías de monitoreo en línea que no utilizan los parámetros del SEP, ya que sólo utilizan la información de la topología de la red, obtenida a través de la Y_{bus} , y además, las mediciones del sistema, para este caso sólo mediciones fasoriales de tensión en las barras. Esto representa una ventaja, debido a que no es necesario disponer de ningún algoritmo adicional de estimación de parámetros, lo cual normalmente es complejo debido al esfuerzo asociado con la sintonización de sus parámetros, de acuerdo a lo reportado por otras metodologías.

Como principales características del SVSI se encuentran las siguientes: a) mejor respuesta ante cambios en las variables que definen el comportamiento del SEP, b) menor tiempo computacional empleado para su cálculo, lo cual es adecuado para su estimación en línea, y c) obtención de mejores resultados, comparados con los obtenidos por otras metodologías comúnmente utilizadas y validadas desde hace más de dos décadas.

Como caso específico, el índice SVSI propuesto tiene una considerable ventaja respecto a la formulación respecto al índice L. Éste último tiene en cuenta en su cálculo a todos los generadores del SEP que conmutan, es decir a aquellos que debido al alcance de los límites de potencia reactiva, cambian de barra PV a PQ. De otra parte, en la definición del índice SVSI se propone una metodología para determinar el generador más cercano; el cual se utiliza para el cálculo del índice. Como consecuencia de la definición del generador más cercano, el índice SVSI presenta menos discontinuidades o variaciones fuertes en su evolución en el tiempo comparativamente con el índice L, lo cual es una característica que comúnmente se pretende alcanzar, según las referencias asociadas a la implementación de cualquier índice de estabilidad de tensión.

7.1.3 Conclusiones asociadas a la metodología de monitoreo en línea de áreas sensibles y/o críticas

La tercera etapa de esta tesis está relacionada con la proposición de una metodología para la determinación de áreas sensibles y/o críticas en estabilidad de tensión, considerando que es muy importante suministrar a los operadores del SEP, herramientas rápidas y simples que permitan definir en línea, las acciones de prevención y/o control, pertinentes sobre un área determinada. Estas herramientas deben considerar las características cambiantes del SEP, debido a la gran cantidad de condiciones de operación a las que puede estar sometido en cortos periodos de tiempo.

Una de las ventajas que ofrece la identificación en línea de áreas críticas de tensión consiste en que permite la planeación adecuada de las estrategias de control que se deben implementar sobre algunos elementos específicos del SEP, lo cual es especialmente útil en sistemas de gran tamaño. Esto permite por una parte, simplificar el monitoreo del SEP ante condiciones críticas o de alerta, y por otra parte minimizar los recursos (tiempo y esfuerzo computacional), en el análisis y la mitigación de eventos críticos.

De otra parte, ante un escenario normal para los operadores del SEP en el cual se dispone de gran cantidad de información y muchas condiciones posibles de operación, y además si se considera que existen necesidades evidentes para realizar una adecuada toma de decisiones, en esta tesis se propone una metodología que emplea la información adquirida del sistema para determinar en línea aquellas zonas sensibles y/o críticas en tensión, con la ayuda estrategias propias de la minería de datos y de las técnicas de aprendizaje de máquina.

La metodología propuesta está orientada a facilitar la toma de decisiones por parte del operador del SEP y se valida en los sistemas de prueba IEEE de 14 y de 30 barras. Según los resultados obtenidos, se demuestra que la propuesta es útil para la operación de los sistemas eléctricos, ya que agiliza la determinación en línea de zonas con problemas de estabilidad de tensión.

La estrategia de agrupamiento propuesta permite representar mediante un prototipo a muchas de las condiciones de operación del SEP. Esto facilita la delimitación del subsistema bajo análisis, lo que implica un ahorro en el esfuerzo computacional y por tanto una efectiva identificación de los elementos críticos del SEP con problemas de estabilidad de tensión. En el ejemplo de aplicación analizado en esta tesis, para el sistema IEEE 14 barras se pueden representar con 250 prototipos a las 49833 condiciones diferentes de operación consideradas, mientras que para el sistema IEEE de 30 barras se logra representar con 400 prototipos a las 61252 condiciones de operación. A partir de la reducción de la cantidad de escenarios, se puede desarrollar un análisis más concreto y simple en un área específica del sistema de potencia bajo análisis. Esta reducción de escenarios se puede ajustar, según los requerimientos del operador, a un número conveniente de condiciones previamente analizadas de acuerdo al conocimiento que se tiene de sistema eléctrico de potencia.

Las diferentes estrategias de agrupamiento que se utilizan normalmente generan incertidumbre acerca de la selección de los parámetros de configuración o inicialización, debido a que éstos influyen directamente en la calidad de las respuestas obtenidas. Frecuentemente se emplean criterios de validación de los resultados, para determinar si la clasificación obtenida mediante la metodología es adecuada o no para el problema analizado. Como consecuencia, existen varios índices de evaluación soportados matemáticamente, que pueden ser aplicados sobre los resultados, pero debido a las características propias de la distribución de los datos bajo análisis, algunas de ellas pueden no ser aplicables. Como un aporte específico de esta tesis, se propusieron dos criterios de similitud para determinar cuáles eran las mejores combinaciones de parámetros de configuración del algoritmo *k-means*.

La relevancia de los criterios propuestos para medir el grado de adecuación de un conjunto específico de grupos o de una estrategia de agrupamiento, radica en la utilización de los conceptos propios del problema que se está analizando. Para este caso, en términos de definición de áreas de inestabilidad de tensión en un SEP, se utilizan las características que definen áreas de barras que se encuentran estrechamente interconectadas, como la similitud en la variación de las magnitudes de tensiones ante una contingencia o los cambios en las condiciones de operación. Esta característica se emplea para definir uno de los criterios, como la estimación de la diferencia ponderada entre las tensiones de los nodos de cada zona de severidad establecida por cada grupo de condiciones de operación. Un segundo criterio está asociado a los grupos de elementos del SEP (líneas y nodos), que tienen los mismos rangos de criticidad en sus índices de estabilidad de tensión. Los resultados obtenidos, validan la propuesta debido que permitieron seleccionar los mejores parámetros de ajuste de la metodología de agrupamiento.

De otra parte, emplear en forma combinada, indicadores tanto para barras como para líneas, como se propone en esta tesis, ofrece un gran aporte para los estudios de estabilidad de tensión, debido a que bajo muchas circunstancias de operación y ante determinadas topologías del sistema, éste puede presentar inestabilidad en algunas líneas, pero esto no se puede visualizar sólo con la información de los índices de barra. Con los resultados obtenidos en el capítulo seis, al combinar índices de barra y de línea en los agrupamientos, se presenta una metodología de análisis que permite identificar aquellas zonas de barras críticas y que líneas están alcanzando niveles de máxima transferencia de potencia. Esta información es de gran ayuda para el analista del SEP ya que le permitirle considerar acciones correctivas o preventivas específicas, sobre determinadas áreas del sistema.

Debido a la gran cantidad de información que se puede obtener sobre la condición de las líneas y las barras de un SEP, al realizar un análisis como el propuesto en esta tesis, es importante utilizar esquemas gráficos de monitoreo de las áreas críticas de estabilidad de tensión, ya esto permite representar la información de la condición de líneas y barras, en una forma simple e intuitiva para el operador. La alternativa de representación empleada en esta tesis está basada en la asignación de colores a las barras y líneas, de acuerdo al impacto que presente una condición de operación en la estabilidad de tensión del SEP.

Con respecto a la etapa de reconocimiento en línea de las áreas críticas del SEP, la propuesta presentada en esta tesis permite la utilización de la información obtenida de las mediciones de las variables del sistema, para definir áreas sensibles o inestables en tensión. Esta metodología se fundamenta en el establecimiento de una relación entre la entrada (mediciones) y la salida (prototipo de estabilidad) a partir de una etapa de entrenamiento. Una vez se obtenga un clasificador entrenado (para este caso una máquina de soporte vectorial), se considera que ante una nueva condición de operación, la metodología está en capacidad de determinar en línea aquellas zonas consideradas como críticas en el SEP. Uno de los requerimientos de la metodología propuesta, está asociado con la calidad y cantidad de información que debe ser procesada con anterioridad, para definir una base de datos que albergue la mayor cantidad de condiciones de

operación factibles. Bajo un ambiente real sobre un SEP que utilice un esquema de monitorización, la disponibilidad de información no representa mayores problemas.

En la etapa de reconocimiento en línea se utiliza un algoritmo de aprendizaje supervisado de máquina, estructurado como un clasificador. Este algoritmo se parametriza en la aplicación propuesta, utilizando dos técnicas bien conocidas como son los algoritmos genéticos de Chu-Besley y la validación cruzada. El algoritmo genético se encarga de proponer individuos que contienen los parámetros de la máquina de soporte vectorial, mientras que la técnica de validación cruzada permite la evaluación de la respuesta de estos algoritmos, con el conjunto de datos utilizados en la parametrización. Este es el proceso que mayor esfuerzo computacional requiere, pero se ejecuta fuera de línea y junto con el entrenamiento del clasificador, permiten configurar la herramienta que posteriormente se puede utilizar para la determinación en línea de las zonas con problemas de estabilidad de tensión. La determinación en línea de las zonas de interés, es un proceso rápido que solo consume un par de décimas de milisegundo en un equipo de cómputo actual.

Según las pruebas realizadas para el reconocimiento en línea de las zonas con problemas de estabilidad de tensión, se determina la influencia que tiene en el desempeño del clasificador propuesto, la utilización de diferentes descriptores o entradas. Se determinó que ante la utilización de medidas de tensión y/o potencia como descriptores de entrada, se alcanzan valores muy similares de error, pero con las señales de tensión se encuentra un mínimo error.

La conclusión anterior implica que es posible determinar la estabilidad de tensión mediante las mediciones de tensión, lo cual es contradictorio con lo expuesto en varias referencias que afirman lo contrario. Esto es válido, debido a que el reconocimiento de áreas críticas se realiza mediante la definición previa de prototipos representativos de las diferentes condiciones de operación del SEP a partir de los índices de estabilidad de tensión.

Finalmente, los errores que se presentaron en el reconocimiento en línea de las diferentes condiciones de operación del sistema son muy pequeños, lo cual muestra que existe una relación que se puede determinar con un alto nivel de certeza entre los descriptores de entrada (tensiones y/o potencias) y las salidas (prototipos que definen las zonas críticas de estabilidad de tensión). Adicionalmente, según las matrices de confusión presentadas, se puede apreciar que los errores por zonas no son mucho mayores que el error global en el reconocimiento de prototipos, ya que los datos están dispersos en varias clases o prototipos.

7.2 Propuestas para trabajos futuros

Los trabajos futuros se centran especialmente en aspectos relacionados con la validación de las metodologías propuestas bajo otros escenarios, con el fin de comprobar la capacidad de adaptación y generalización. Por ejemplo, la metodología propuesta en sus etapas de agrupamiento y clasificación pueden ser abordadas por otro tipo de técnicas diferentes, con el fin de realizar comparativos entre los resultados obtenidos, buscando mejorar los resultados ya obtenidos.

Un estudio adicional que se debe realizar, esta asociado con un análisis de sensibilidad de la estrategia propuesta ante circunstancias en las cuales no se encuentran completos los datos que representan una contingencia, debido a la falla en algunos de los medidores. Este aspecto debe ser especialmente considerado para el caso del reconocimiento en línea, de una situación que no esté plenamente descrita por toda la información requerida respecto a las tensiones en las barras y/o potencias que fluyen por las líneas.

Por otra parte, la aplicación del índice SVSI se puede extender al análisis dinámico de estabilidad de un SEP, donde se incluyan modelos detallados de los elementos, entre ellos modelos de carga dependientes de la tensión, considerando la alta dependencia que existe entre la estabilidad de tensión y el tipo de modelo empleado.

Adicionalmente, se debe analizar el comportamiento del índice SVSI con sistemas de potencia que consideren la generación distribuida, ya que éste indicador puede ser influenciado por aspectos asociados con las nuevas características del SEP.

A partir de la determinación en línea de las áreas críticas en estabilidad de tensión del SEP mediante la aplicación de la metodología propuesta, se puede investigar sobre técnicas de reducción de áreas no críticas a nodos equivalentes, con el fin de aplicar otro tipo de análisis específicos (por ejemplo, análisis y control de bifurcaciones) sobre zonas reducidas del SEP.

Finalmente, esta investigación está disponible para que sea validada con datos de un SEP actualmente en operación, por lo que se invita a los operadores de red a analizar la aplicación de la metodología propuesta. Los requerimientos básicos están asociados con la disponibilidad de las mediciones de tensión en sus barras y de flujo de potencia en las líneas, necesarias para que se pueda aplicar la estrategia propuesta sobre un sistema de potencia real. Esta aplicación permitirá validar la metodología e identificar áreas críticas para evaluar el estado del SEP en lo relacionado con la estabilidad de tensión.

Bibliografía

- Abasi and Karbalaie, 2011 S. Abasi and F. Karbalaie, "Diagnosis of Voltage Instability Using BSDC Index in the Presence of Voltage Dependent Loads" Power and Energy Engineering Conference APPEEC, 2011 Asia-Pacific.
- Ajjarapu and Christ, 1992 V. Ajjarapu, and C. Christ, "The continuation power flow. a tool for steady state voltage stability analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 416 – 423, February 1992.
- Althowibi and Mustafa, 2010a F.A. Althowibi, and M.W. Mustafa, "On-line Voltage Collapse Indicator for Power Systems", 2010 *IEEE International Conference on Power and Energy PECon2010*, Kuala Lumpur, Malaysia, Nov 29 - Dec 1, 2010.
- Althowibi and Mustafa, 2010b F.A. Althowibi, and M.W. Mustafa, "Voltage Stability Calculations in Power Transmission Lines. Indications and Allocations", *IEEE International Conference on Power and Energy PECon2010*, Nov 29 - Dec 1, 2010, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Amrae et al., 2007 T. Amraee, A. M. Ranjbar, B. Mozafari and N. Sadati, "An enhanced under-voltage-shedding scheme to provide voltage stability", *Electric Power Systems Research* (2207), pp. 1038-1046, 2007.
- Andersson et al, 2005 G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, "Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1922 – 1928, November 2005.
- Arya et al., 2008 L.D. Arya, S.C. Choube and M. Shrivastava, "Technique for voltage stability assessment using newly developed line voltage stability index", *Energy Conversion and Management* 49, pp. 267–275, 2008.
- Aumuller and Saha, 2002 C. Aumuller and T.K. Saha, "Analysis and assessment of large scale power system voltage stability by a novel sensitivity based method", IEEE Power Eng. Society Summer Meeting. 3, 1621-1626, 2002.
- Aumuller and Saha, 2003 C. A. Aumuller and T. K. Saha, "Determination of power system coherent bus groups by novel sensitivity-based method for voltage stability assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 3, pp. 1157–1164, August 2003.
- Balamourgan et V. Balamourgan, T.S.Sidhu and M.S. Sachdev, "Technique For Online

- al., 2004 Prediction of Voltage Collapse” IEE Proc-Generation, Transmission, Distribution, 1514, pp. 453-460, 2004.
- Baozhu and Bolong, 2008 L. Baozhu and L. Bolong, “A Novel Static Voltage Stability Index based on Equilibrium Solution Region of Branch Power Flow”, *DRPT2008* 6-9 April 2008 Nanjing China.
- Begovic and Phadke, 1990 M. M. Begovic and A. G. Padhke, “Voltage Stability Through Measurement of a Reduced State Vector”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 1, pp. 198 -203, Feb 1990.
- Berizzi et al. 1998 A. Berizzi, P. Finazzi, D. Dosi, P. Marannino and S. Corsi, “First and second order methods for voltage collapse assessment and security enhancement”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 543-551, May 1998.
- Bernhard and Smola, 2002 S. Bernhard and A. Smola. “Learning with Kernels Support Vector Machines”. *The MIT Press, Cambridge*, pp. 24-69, 2002.
- Bishop, 2006 Bishop, C. M. *Pattern recognition and machine learning*. Springer-Verlag, New York Inc., 1st ed. 2006.
- Borka and Begovic, 2003 M. Borka and M. Begovic, “Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements,” *IEEE Trans. On power Systems*, Vol. 18, No.1, pp.674-679, 2003.
- Candelo et al., 2008 J. Candelo, G. Caicedo and F. Castro, “Métodos para el estudio de la estabilidad de voltaje en Sistemas de Potencia”, *Información Tecnológica*, Vol. 19 5, pp. 97-110, 2008.
- Chakrabarti and Kyriakides, 2009 S. Chakrabarti, S. and E. Kyriakides, “PMU Measurement Uncertainty Considerations in WLS State Estimation,” *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 1062-1071, May 2009.
- Chakravorty and Das, 2001 M. Chakravorty and D. Das, Voltage stability analysis of radial distribution networks, *Electric Power and Energy System*, Vol.23, pp.129-135, 2001.
- Chawasak et al., 2007 R. Chawasak, P. Suttichai, U. Sermsak and R. W Neville, “An Optimal PMU Placement Method against Measurement Loss and Branch Outage,” *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 22, No. 1, pp. 101-107, 2007.
- Chebbo et al., 1992 A. M. Chebbo , M. R. Irving, and M.J.H Sterling, ‘Voltage collapse proximity indicator. behaviour and implications’, IEE PFOC.-C, May 1992.
- Chen et al., 2000 G. Chen, J. Moiola and H. Wang, “Bifurcation control. Theories, Methods and Applications”, *International Journal of Bifurcation and Chaos*, Vol 10, No.3, 2000.
- Chen and Abur, 2006 J. Chen, and A. Abur, “Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp.1608–1615, 2006.
- Chiang et al, 1990 H. Chiang, I. Dobson, R. Thomas, J. Thorp and L. Fekih-Ahmed, “On Voltage Collapse in Electric Power Systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, pp. 601-611, 1990.
- Correa et al., 2011 E. J. Correa, J. J. Mora and S. M. Pérez, “Hybrid approach for an optimal adjustment of a knowledge-based regression technique for locating faults in power distribution systems” *Revista Dyna* 78, pp. 31-41, 2011.

-
- Corsi and Glaucol, 2008 S. Corsi, and N. T. Glauco, "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements," *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 23, No. 3, pp. 456-463, 2008.
- Corsi, 2010 S. Corsi S, "Wide Area Voltage Protection," *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2010, Vol. 4, Iss. 10, pp. 1164-1179, 2010.
- Cortes and Vapnik, 1995 C. Cortes and V. Vapnik. Support-vector networks. *Machine Learning*, pp 273-297, 1995.
- Davies and Bouldin, 1979 D. Davies and D. Bouldin, "Cluster Separation Measure", *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, Vol 1, No. 2, pp. 95 - 104, 1979.
- Demarco and Overbye, 1991 C. L. Demarco and T. J. Overbye. "An energy based security measure for assessing vulnerability to voltage collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 2, pp. 419-427, May 1991.
- Dester and Castro, 2009 M. Dester and C. Castro, "Multi-criteria contingency ranking method for voltage stability", *Electric Power Systems Research* 79, pp. 220-225, 2009.
- Devaraj et al., 2007 D. Devaraj, J. Preetha and R. Uma Rani, "Artificial neural network model for voltaje security based contingency ranking", *Applied Soft Computing* 7, pp. 722 - 727, 2007.
- Djuric et al. 1998 M. Djuric, Z. Radojevic and V. Terzija, "Distance protection and fault location utilizing only phase current phasors", *IEEE Trans. Power Delivery*, 134, pp.1020-1026, 1998.
- Dobson and Chiang, 1989 H. S. Dobson and Chiang., "Towards a theory of voltage collapse in electric power systems", *Systems & Control Letters*, vol 13, pp. 253-262, 1989.
- Eiben and Smith, 2003 A. Eiben and J. Smith. *Introduction to Evolutionary Computing* (Natural Computing Series). Ed. Springer Verlag. Heidelberg, pp. 37-69, 2003.
- Eissa et al, 2010 M. Eissa, M. E. Masoud and M. Elanwar, "A Novel Back Up Wide Area Protection Technique for Power Transmission Grids Using Phasor Measurement Unit," *IEEE Trans on Power Delivery*, Vol. 25, No. 1, pp. 270-278, 2010.
- El-Keib and Ma, 1995 A.A. El-Keib, X. Ma, "Applications of artificial neural networks in voltage stability assessment", *IEEE Trans. Power Syst.* 10 4 pp. 1890-1896, 1995.
- Eminoglu and Hocaoglu, 2007 U. Eminoglu and M. H. Hocaoglu, "A Voltage Stability Index for Radial Distribution Networks", *UPEC* 2007.
- EPRI, 2007 *EPRI Final Report 1013995*, "Identification of Critical Voltage Control Areas and Determination of Required Reactive Power Reserves", October, 2007
- Flatabo et al., 1990 N. Flatabo, R. Ognedal and T. Carlsen, "Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, 54.1286-1293, Nov. 1990.
- Fu et al., 2008 L. Fu, B. C. Pal and B. J. Cory, "Phasor measurement application for power system voltage stability monitoring". *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.

- Gao et al., 1992 B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation using Modal Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.7, No. 4, pp. 1529-1542, Nov 1992.
- Glavic and Van Cutsem, 2009a M. Glavic and T. Van Cutsem, "Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. Part I. Principle," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 1408-1416, August 2009.
- Glavic and Cutsem, 2009b M. Glavic, and T. V. Cutsem, "Wide-Area Detection of Voltage Instability from Synchronized Phasor Measurements. Part II. Simulation Results," *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 1417-1425, 2009.
- Glavic et al., 2012 M. Glavic, D. Novosel, E. Heredia, D. Kosterev, A. Salazar, F. Habibi-Ashrafi and M. Donnelly, "See It Fast to Keep Calm. Real-Time Voltage Control Under Stressed Conditions," *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol 10, issue 4, pp. 43 – 55, 2012.
- Genet and Maun, 2007 B. Genet and J.C. Maun, "Voltage Stability Monitoring Using Wide Area Measurement Systems", Proceedings of the PowerTech Conference, Lausanne, Switzerland, July 1-5, 2007.
- Genet et al., 2008 B. Genet, T. Sezi and J. Maun, "Comparison of Thevenin's Equivalent based Methods to Monitor Voltage Stability", in Proceedings of the Power System Computation Conference PSCC, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
- Gil et al, 2013 J. Gil, J. Mora, and S. Pérez, "Análisis comparativo de metaheurísticas para calibración de localizadores de fallas en sistemas de distribución". *Revista Ingeniería y Competitividad*, Volumen 15, No. 1, p. 9 – 22, 2013.
- Gomez et al., 2011 F. Gomez, A. Rajapakse, U. Annakkage and I. Fernando, "Support vector machine-based algorithm for post-fault transient stability status prediction using synchronized measurements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, No. 3, August 2011.
- Gu et al., 2009 W. Gu, Q. Wan and P. Jiang, "Linearized Local Voltage Stability Index Considering Induction Motor Load", IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09, 26-30, Calgary, Canadá, July 2009.
- Gu and Wan, 2010 W. Gu and Q. Wan, "Linearized voltage stability index for wide-area voltage monitoring and control", *Electrical Power and Energy Systems* 32, pp: 333–336, 2010.
- Gubina and Strmcnik, 1995 F. Gubina and B. Strmcnik, "Voltage Collapse Proximity Index Determination using Voltage Phasors Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 788 – 794, may 1995.
- Gubina and Strmcnik, 1997 F. Gubina, and B. Strmcnik, "A simple approach to voltage stability assessment in radial networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.123, pp.1121-1128, 1997.
- Gutiérrez et al., 2010. J. A. Gutiérrez, J.J. Mora and S. Pérez. Strategy based on genetic algorithms for an optimal adjust of a support vector machine used for locating faults in power distribution systems. *Revista de la Facultad de Ingeniería* 53, 174-184, 2010.
- Han et al., 2009 S. Han, B. Lee, S. Kim and Y. Moon, "Development of Voltage Stability Index using Synchro-phasor based Data", IEEE T&D Asia 2009.

-
- Haque, 2007 M. H. Haque, "Use of Local Information to Determine the Distance to Voltage Collapse", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol. 9, Is. 2, Article 1, 2007.
- Hassan et al., 2012 S. M. Hassan Hosseini, J. Olamaei, V. Gholami and M. Jahangir, "Decision Tree Based Online Identification of Critical Voltage Control Area", *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Asia-Pacific 2012.
- Hatziargyriou and Van Cutsem, 1994 N. D. Hatziargyriou and T. Van Cutsem, "Indices for predicting voltage collapse including dynamic phenomena", technical report TF-38-02-11, CIGRE, 1994.
- Helton and Davis, 2003 J. C Helton and F.J. Davis. "Latin Hypercube Sampling and the Propagation of Uncertainty in Analyses of Complex Systems," *Reliability Engineering and System Safety*. Vol. 81, no. 1, pp. 23-69, 2003.
- Henville and Begovic, 1996 C. Henville and M. Begovic. "Voltage collapse mitigation". Report to IEEE Power System Relaying Committee, prepared by IEEE Power System Relaying Committee, Substation Protection Subcommittee, Working Group K12, Dec. 1996.
- Hongjie et al., 2005 J. Hongjie, Y. Xiaodan, Y. Yixin, "An improved voltage stability index and its application", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol 27, Issue 8, pp. 567-574, Oct 2005.
- Huang et al., 2002 J. A. Huang, A. Valette, M. Beaudoin, K. Morison, A. Moshref, M. Provencher and J. Sun, "An intelligent system for advanced dynamic security assessment", *PowerCon 2002*, Kunming, China, October, 2002.
- Jasmon and Lee, 1991 G. B. Jasmon and L. Le., Distribution network reduction for voltage stability analysis and load flow calculations, *Electric Power and Energy System*, Vol.131, pp.9-13, 1991.
- Jayasankar et al., 2010 V. Jayasankar, N.Kamaraj and N. Vanaja, "Estimation of voltage stability index for power system employing artificial neural network technique and TCSC placement", *Neurocomputing* 73, pp. 3005–3011, 2010.
- Julian et al., 2000 D. E. Julian, R. P. Schulz, K. T. Vu, W. H. Quaintance, N. B. Bhatt and D. Novosel, "Quantifying proximity to voltage collapse using the voltage instability predictor VIP," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, Seattle, WA, vol. 2, pp. 931–936, Jul. 2000.
- Kamalasadan et al., 2009 S. Kamalasadan, D. Thukaram and A.K. Srivastava, "New intelligent algorithm for online voltage stability assessment and monitoring", *Electrical Power and Energy Systems* 31, pp. 100–110, 2009.
- Kamwa et al., 2006 I. Kamwa, J. Beland, G. Trudel, R. Grondin, C. Lafond, C. D. McNabb, "Wide-Area Monitoring and Control at Hydro-Quebec. Past, Present and Future", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- Naishan, et al., 2006 Hang Naishan, Xu Tao, Liao Qinghua, et al. "The analysis of abundance index of voltage stability based circuit theory," *Guangxi Electric Power*, pp. 12-14, Feb. 2006.
- Karahoca et al., 2012 A. Karahoca, D. Karahoca, and M. Şanver. Survey of Data Mining and Applications Review from 1996 to Now. In. Karahoca, A editor, *Data Mining Applications in Engineering and Medicine*, Chapter 1. [Online] Disponible en

<http://www.intechopen.com>. 2012.

- Karbalaei et al., 2010 F. Karbalaei, H. Soleymani and S. Afsharnia, "A comparison of voltage collapse proximity indicators", IPEC 2010 Conference Proceedings, 27-29, pp. 429-432, Oct. 2010.
- Kataoka et al., 2006 Y. Kataoka, M. Watanabe and S. Iwamoto, "A New Voltage Stability Index Considering Voltage Limits", 2006 IEEE PES PSCE '06, Nov. 1 2006, pp. 1878 – 1883, Oct 2006.
- Kennedy, 2011 J. M. Kennedy, Validation of Fixed Speed Induction Generator Models for Inertial Response Using Wind Farm Measurements", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 26, No. 3, pp. 1454 – 1461, 2011.
- Kessel and Glavitsch, 1986 P. Kessel, and H. Glavitsch "Estimating the Voltage Stability of a Power System", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-1, N3, July 1986
- Kundur, 1994 P. Kundur, "Power System Stability and Control, McGraw-Hills, Inc, New York, 1994.
- Kundur et al., 2004 P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem and V. Vittal, "Definition and Clasification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions", *IEEE Transaction s on Power Systems* Vol. 19, No. 2., May 2004.
- Kuznetsov, 2004 Y. Kuznetsov, "Elements of Applied Bifurcation Theory". Springer, 3rd Edition, 2004.
- Lagonotte et al., 1989 P. Lagonotte, J.C. Sabonnadiere, J. Y. Leost and J. P. Paul, "Structural analysis of the electrical system. Application to secondary voltage control in France", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, pp. 479-486, May 1989.
- Leelaruji and Knazkins, 2010 R. Leelaruji and K. Knazkins, "The use of voltage stability indices and proposed instability prediction to coordinate with protection systems". *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 4.6.2010, pp. 389-394.
- Leonardi and Ajjarapu, 2011 B. Leonardi and V. Ajjarapu, "Development of multi-linear regression models for online voltage stability margin estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 374-383, 2011.
- Lerm, 2001 A. Lerm. "Control of Hopf Bifurcation in Power Systems via Generation Redispatch", IEEE Porto Power Tech Conference 2001, Portugal.
- Lerm, 2002 A. Lerm, "Control of Hopf Bifurcation in Multi-Area Power Systems via a Secondary Voltage Regulation Scheme", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.
- Lerm and Silveira, 2004 A. Lerm and A. Silveira, "Avoiding Hopf Bifurcations in Power Systems via Set-Points Tuning", *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp. 1076 -1084, May 2004.
- Lie at al., 1993 T. Lie, R.A. Schlueter, P.A Rusche and R. Rhoades, "Method of identifying weak transmission network stability boundaries", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, pp. 293-301, February 1993.

- Lin et al, 2004 Y. H. Lin, C. W. Liu, and C.S. Chen, "A New PMU-Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines With Consideration of Arcing Fault Discrimination—Part I: Theory and Algorithms," *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 19, No. 4, pp. 1587-1593, 2004.
- Liu et al., 2000 H. Liu, A. Bose and V. Venkatasubramanian, "A fast voltage security assessment method using adaptive bounding", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 3, pp. 1137 – 1141, August 2000.
- Lof et al., 1991 P. A. Lof, G. Anderson and D.J. Hill, "Fast calculation of a VS index", PES Winter meeting, New York, NY, February 3-7, 1991.
- Lof et al., 1993 P. A. Lof, G. Anderson and D.J. Hill, "Voltage stability indices for stressed power systems", *IEEE Trans. Power Syst.* 8 1, Feb 1993.
- Lopes et al., 2001 I. Lopes, B. Zambroni de Souza and A.C. Mendes, "Tangent Vector as a tool for voltage collapse analysis considering a dynamic system model," in IEEE Porto Power Tech Conference, 2001.
- Lu et al., 2006 W. Lu, Y. Bésanger, E. Zamaï and D. Radu, "Blackouts. Description, Analysis and Classification", Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Power Systems, Lisbon, Portugal, pp. 429 – 434, September 22-24, 2006.
- MacQueen, 1968 J. MacQueen. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In Proceedings of the 5th Berkeley Symp. Math. Statist, Prob, pages 281-297, 1968.
- Maulik and Bandyopadhyay, 2002 U. Maulik, and S. Bandyopadhyay. "Performance evaluation of some clustering algorithms and validity indices". *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, Vol 24, Issue 12, pp 1650 1654, 2002.
- McKay et al., 1979 M.D McKay, R.J. Beckman and W.J. Conover. "A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code," *Technometrics*. Vol. 21, no. 2, 1979, pp. 239-245.
- Milano, 2001 F. Milano. Power System Analysis Toolbox – PSAT. Disponible en. <http://www3.uclm.es/profesorado/federico.milano/psat.htm>. 2001
- Milosevic and Begovic, 2003 B. Milosevic and M. Begovic', "Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no.1, february 2003.
- Moghavvemi and Omar, 1998 M. Moghavvemi and FM. Omar. Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction. *IEE Proc Gen Transm Distrib* 1998;1456.634–40.
- Moghavvemi and Faruque, 1998 M. Moghavvemi and M.O. Faruque, "Real-time contingency evaluation and ranking technique", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* Vol. 145, No. 5. September 1998.
- Moghavvemi and Faruque, 1999 M. Moghavvemi and M.O. Faruque, "Power system security and voltage collapse. a line outage based indicator for prediction", *Electric Power and Energy System*, Vol.21, pp.455-461, 1999.
- Moghavvemi and Faruque, 2001 M. Moghavvemi and M. O. Faruque, "Technique for assessment of voltage stability in ill-conditioned radial distribution network", *IEEE Power Engineering Review*, pp. 58-60, January 2001.

- Mohamed et al., 1989 A. Mohamed, G.B. Jasmon and S.Yusoff, "A Static Voltage Collapse Indicator using Line Stability Factors" *Journal of Industrial Technology*, Vol.7, N1, pp. 73-85, 1989.
- Mora, 2006 J.J. Mora. *Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento*. Tesis doctoral, UdG, Girona, España. 2006.
- Mora et al., 2007 J. Mora, G. Carrillo and B. Barrera, "Fault location in power distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, No. 3, July 2007.
- Morison et al., 2008 K. Morison, X. Wang, A. Moshref and A. Edris, "Identification of voltage control areas and reactive power reserve; An advancement in on-line voltage security assessment," IEEE PES General meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburg Canada, pp. 1 – 7, July 20-24, 2008.
- Müller and Quintana, 1992 N. Müller and V.H. Quintana, "A Sparse Eigenvalue Based Approach for Partitioning Power Networks", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. 7, No. 2 May 1992.
- Musirin and Rahman, 2002 I. Musirin and T. Rahman "Novel Fast Voltage Stability Index FVSI for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System", 2002 Student Conference on Research and Development Proceedings, Shah Alam, Malasia, July 2002.
- Nabil and Hanafy, 2009 H. Nabil and M. I Hanafy, "A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation," *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 806-813, 2009,.
- Naishan et al., 2006 H. Naishan, X. Tao, L. Qinghua, et al, "The analysis of abundance index of voltage stability based circuit theory", *Guangxi Electric Power*, pp. 12-14, Feb. 2006.
- Nelles, 2001 O. Nelles. *Nonlinear system identification*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Germany, 2001.
- Nizam et al., 2006 M. Nizam, A. Mohamed, A. Hussain, "Dynamic Voltage Collapse Prediction on a Practical Power System Using Power Transfer Stability Index", in *PECon'06*, pp. 246-250, 2006.
- Norton, 1986 J.P. Norton. *An introduction to identification*. Academic Press, London, 1986.
- Nuqui and Phadke, 2005 R. F Nuqui and A. G Phadke, "Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 4, pp. 2381- 2388, 2005.
- NYSERDA, 2010 NYSERDA, final report 10-33, 2010. Real-time applications of phasor measurement units PMU for visualization, reactive power monitoring and voltage stability protection. Disponible en. www.nyserda.org
- Parniani and Vanouni, 2010 M. Parniani and M. Vanouni, "A Fast Local Index for Online Estimation of Closeness to Loadability Limit", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.25, No. 1, February 2010.
- Perez et al., 2011 S. Pérez, G. Olivar and F. Angulo. "Dinámica bifurcacional. Estudio comparativo sobre un sistema generador aislado - barraje infinito", *Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia*, N.º 59 pp. 108-121. Junio,

2011.

- Phadke and de A. G. Phadke and R. M de Moraes, "The Wide World of Wide-Area Measurement", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol 6, No. 5, 2008, pp. 52-65.
- Pourbeik et al, 2003 P. Pourbeik, R. J. Koessler, and B. Ray, "Addressing voltage stability related reliability challenges of San Francisco Bay area with a comprehensive reactive analysis," in Proc. IEEE PES General Meeting, Toronto, ON, Canada, Jul. 2003, pp. 2634 -2639.
- PSTCA, 1999 PSTCA, 1999. Power Systems Test Case Archive, 1999. [Online] Disponible en. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- Raol, 2004 J. R. Raol, G. Girija and J. Singh, Modelling and Parameter Estimation of Dynamic Systems, Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2004.
- Reis and Barbosa, 2006 C. Reis and F. Barbosa, "A Comparison of Voltage Stability Indices", IEEE Melecon2006, May 16-19, Benalmadena Malaga, Spain.
- Ruisheng et al, 2009 D. Ruisheng, S. Kai, V. Vittal, J. Robert, R.R Michael, B. Navin B., S. Dwayne and K. S. Sanjoy, "Decision Tree-Based Online Voltage Security Assessment Using PMU Measurements," *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp.459-466, 2009.
- Sallaberry et al., 2008 C. J. Sallaberry, J. C. Helton and S. C. Hora, "Extension of Latin hypercube samples with correlated variables". *Reliability Engineering and Systems Safety* 93, pp. 1047-1059, 2008.
- Sandberg et al., 1994 L. Sandberg, K. Rouden and L. Ekstam, "Security Assessment Against Voltage Collapse Based on Real-time data including generator reactive power capacity," Proc. CIGRE, 1994.
- Satpathy et al., 2002 P.K. Satpathy, D. Das and P.B. Dutta Gupta, "A novel fuzzy index for steady state voltage stability analysis and identification of critical busbars", *Electric Power Systems Research* 63, pp. 127-140, 2002.
- Satsangi et al., 2011 S. Satsangi, A. Saini and A. Saraswat, "Voltage Control Areas for Reactive Power Management using Clustering Approach in Deregulated Power System", International Conference on Sustainable Energy and Intelligence Systems (SEISCON 2011), India, pp. 409 – 415, July 2011.
- Schlueter et al., 1991 R.A Schlueter, I. Hu, M. W. Chang, J.C. Lo, and A. Costi, "Methods for determining proximity to voltage collapse", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 6, NO. 1, pp. 285-292, February 1991.
- Schlueter et al., 1993 T. Lie, R. A. Schlueter, P. A. Rusche and R. Rhoades, "Method of identifying weak transmission network stability boundaries", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, pp. 293-301, February 1993.
- Schlueter et al., 1998 R. A. Schlueter, "A voltage stability security assessment method," *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, Vol. 13, No. 4, pp. 1423–1438, November 1998.
- Schmidt, 1997 H. Schmidt, "Application of artificial neural networks to the dynamic analysis

- of the voltage stability problem”, IEE Proc-Gener. Transm. Distrib. 144, 4, 1997, pp. 371–376.
- Seethalekshmi et al., 2011 K. Seethalekshmi, S. N. Singh and S. C. Srivastava, “ A Synchrophasor Assisted Frequency and Voltage Stability Based Load Shedding Scheme for Self-Healing of Power System”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, June 2011.
- Sharaf and Berg, 1991 T. Sharaf, G. Berg “Probabilistic voltage stability indexes”, IEE PROCEEDINGS-C, Vol. 138, No. 6, November 1991.
- Silva et al., 2010 A.S. Silva, R.J.G da Silva, M.N. Agostini, N. Martins and F. B. Prioste. “System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 25-29 July 2010.
- Singh et al, 2011 B. Singh, N.K. Sharma, A.N. Tiwari, K.S. Verma, and S.N. Singh, “Applications of phasor measurement units PMUs in electric power system networks incorporated with FACTS controllers”, *International Journal of Engineering, Science and Technology* Vol. 3, No. 3, pp. 64-82, 2011.
- Sinha and Hazarika, 2000 A .K. Sinha, D. Hazarika “A Comparative study of voltage stability indices in a power system” *Electrical Power and Energy System* 22 2000, pp. 589-596.
- Sivanandam and Deepa, 2003 S. Sivanandam and S. Deepa. *Introduction to Genetic Algorithms*. Springer Verlag. Heidelberg. pp. 19-78, 2003.
- Smon et al., 2006 I. Smon, G. Verbic and F. Gubina, “Local voltage-stability index using Tellegen’s theorem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, pp. 1267-1275, August 2006.
- Smon et al., 2008 I. Smon, M. Pantos and F. Gubina “An improved voltage-collapse protection algorithm based on local phasors”, *Electric Power Systems Research* 78 2008, pp. 434–440.
- Sodhi et al., 2012 R. Sodhi, S. C. Srivastava and S. N. Singh, “A Simple Scheme for Wide Area Detection of Impending Voltage Instability”, *IEEE Transactions On Smart Grids*, vol. 3, no. 2, june 2012.
- Suganyadevi and Babulal, 2009 M.V.Suganyadevi, C.K.Babulal, “Estimating of Loadability Margin of a Power System by comparing Voltage Stability Indices”, *International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation -2009*, 4th-6th June 2009.
- Tamura et al., 1983 Y. Tamura Y, H. Mori H and S. Iwamoto, “Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 102, No. 5, pp. 1115-1125, May 1983.
- Taylor, 1994 C. Taylor. *Power System Voltage Stability*. New York. McGrall-Hill, 1994.
- Taylor and Ramanathan, 1998 C. W. Taylor and R. Ramanathan, “BPA reactive power monitoring and control following teg August 10, 1996 power failure,” in Proc. VI Symp. Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, may 1998.
- Terzija et al., 2011 V. Terzija, G. Valverde, C. Deyu, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. Begovic and A. Phadke, “Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks”, *IEEE Proceedings*, Vol 99, No, 1, 2011.

- Tiwari et al., 2012 R. Tiwari, K.R. Niazi and V. Gupta, "Line collapse proximity index for prediction of voltage collapse in power systems", *Electrical Power and Energy Systems* 41, pp. 105–111, 2012.
- Valle et al., 2001 A. C. Valle, G. C. Guimaraes, J.C. Oliverira, and A. J. Morais, "Using Tangent Vector and Eigenvectors in Power System Voltage Collapse Analysis, " in IEEE Porto Tech Conference, 2001.
- Van Cutsem and Vournas, 1998 T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer Academic Publishers, Power Electronics and Power System Series, 1998.
- Van Cutsem, 2000 T. Van Cutsem. "Voltage instability. phenomena, countermeasures, and analysis methods". Proceedings of the IEEE, 882, Feb. 2000. 18, 22.
- Venkatesh et al., 2007 B. Venkatesh, A. Rost, and L. C., "Dynamic Voltage Collapse Index— Wind Generator Application", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 90-94, January 2007.
- Verbic and Gubina, 2003 G. Verbic and F. Gubina. "Fast voltage-collapse line protection algorithm based on local phasors", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 4, July 2003, pp. 482-486.
- Verbic and Gubina, 2004 G. Verbic and F. Gubina, "A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors," *IEEE Trans. Power Syst.* vol. 19, no. 2, pp. 576-571, April 2004.
- Verbic et al., 2007 G. Verbic, M. Pantos and F. Gubina, "On voltage collapse and apparent power losses," J. Int. Electr. Power Syst. vol. 76, October 2006, pp. 760-767.
- Verma and Srivastava, 2005 M. K. Verma and S. C. Srivastava, "Approach to determine voltage control areas considering impact of contingencies", IEE Proceedings, Part-C, Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, No. 3, pp. 342-350, May 2005.
- Villa et al., 2012 W. M. Villa, J. L. Rueda, S. Torres and W.H. Peralta, "Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration", IEEE/PES T&D Latin America, Montevideo, Uruguay, Sept 2012.
- Vu et al., 1999 K. Vu, M. Begovic, D. Novosel and M.M. Saha, "Use of local measurements to estimate voltage-stability margin". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.14, No. 3, August 1999, pp. 1029-1035.
- Wan and Ekwue, 2000 H.B. Wan and A.O. Ekwue, "Artificial Neural Network based contingency ranking method for voltage collapse", *Electr. Power Energy Syst.* 22 2000, pp. 344–354.
- Walve, 1989 K. Walve, "Modelling of power system components at severe disturbances", CIGRÉ Paper 38-18. International Conference on Large High Voltage Electric Systems (August 1989).
- Wang et al., 2008 S. Wang, Y. Yi, Q. Jiang, X. Chen and Y. Cao. "On-line Control of Hopf Bifurcations in Power Systems", IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, pp. 1 -7.
- Wang et al., 2008 Y. Wang, W. Li and J. Lu, "A new voltage stability index base on local voltaje

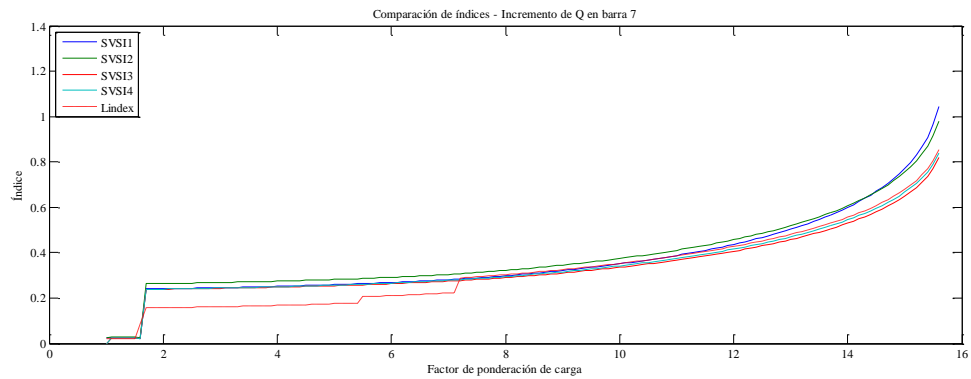
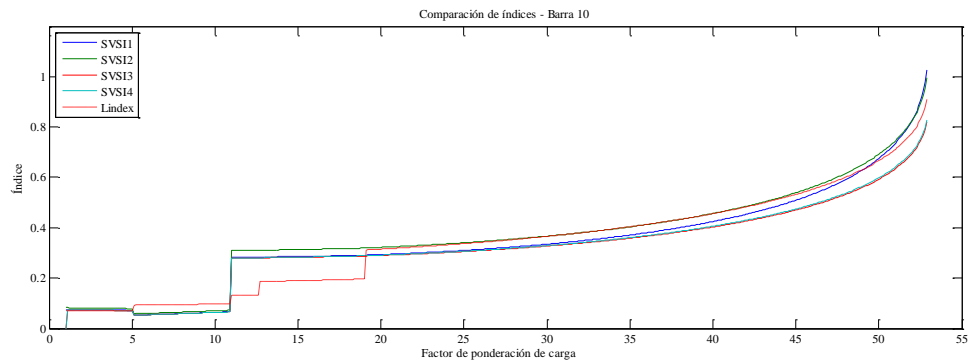
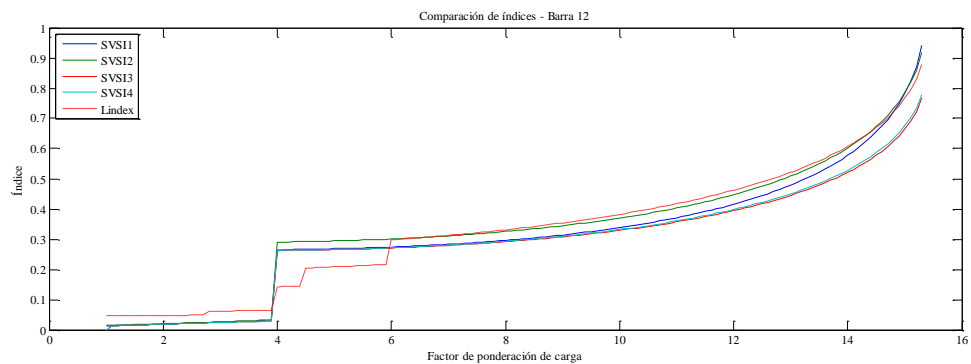
- phasors”, *Electric Power Systems Research* 79, 2008, pp. 265-271.
- Weston and
Watkins, 1999 J. Weston and C. Watkins. “Multi-Class Support Vector Machines”. Proceedings on VII European Symposium on Artificial Neural Networks, 1999, pp. 219-224.
- Witten et al.,
2011 I. H. Witten, E. Frank, E., Hall, Mark. A. 2011. *Data Mining. Practical Machine Learning Tools and Techniques*, Morgan Kaufmann Publishers In; Edición. 3rd Revised edition.
- Wu et al., 2003 B. Wu, W. Zhou, W. and W. Zhang, “The applications of data mining technologies in dynamic traffic prediction”, *IEEE Proceedings of Intelligent Transportation Systems*. Vol.1 pp. 396 – 401, 2003.
- Yanfeng et al.,
2004 N. Yanfeng, G. Schulz, and A. Guzman, “Synchrophasor-Based Real Time Voltage Stability Index,” in *IEEE PES*, Mississippi State Univ., pp. 1029-1036, 2004.
- Yesuratnam and
Thukaram, 2007 G. Yesuratnam and D. Thukaram, “Congestion management in open Access based on relative electrical distances using voltage stability criteria”, *Electric Power Systems Research* 77 2007, pp. 1608-1618.
- Zambroni et al.,
1997 A.C. Zambroni de Souza, C. A. Cañizares, and V.H. Quintana, “New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors,” *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1380-1387, Aug. 1997.
- Zheng and
Kezunovic, 2010 C. Zheng and M. Kezunovic, “Distribution System Voltage Stability Analysis with wind farms integration”, *North American Power Symposium NAPS*, 2010.
- Zhong et al., 2004 J. Zhong, E. Nobile, A. Bose and K. Bhattacharya, “Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, August 2004.

A. Anexo: Simulación de la influencia de diversos factores de ponderación en el SVSI

A continuación se realiza una comparación de desempeño del índice SVSI cuando se tienen en cuenta, cada uno de los diferentes factores de ponderación considerados en la tabla A:1. La condición de operación analizada corresponde a incrementos de potencia reactiva en la barra especificada para el sistema IEEE de 30 barras.

Tabla 4.1: Análisis de factores de ponderación

	Descripción	Cálculo
Factor 1 (SVSI ₁)	Se pondera utilizando la información de la mayor caída de tensión en barras en el escenario bajo estudio. Esta caída de tensión se calcula como la diferencia entre el mayor valor de tensión y el mínimo valor de tensión presentado en barras.	$FP_1 = 1 - (\max(\Delta V))^2$ $\Delta V = V_{\max} - V_{\min}$
Factor 2 (SVSI ₂)	Se pondera utilizando la información de la mayor desviación angular en el escenario bajo estudio. Esta desviación se calcula como la diferencia entre el mayor y el menor valor de ángulo de tensión en barras.	$FP_2 = 1 - (\Delta \delta_{\max})^2$ $\Delta \delta = \delta_{\max} - \delta_{\min}$
Factor 3 (SVSI ₃)	Se pondera utilizando la información de la mayor diferencia de tensión presentada en el escenario actual y el escenario base, para la barra bajo estudio.	$FP_3 = 1 - (\max(V_i - V_{ibase}))^2$
Factor 4 (SVSI ₄)	Se pondera utilizando la información de la mayor desviación entre los ángulos de tensión del escenario actual con respecto a los ángulos de tensión del caso base, para la barra bajo estudio.	$FP_3 = 1 - (\max(\delta_i - \delta_{ibase}))^2$

Figura A1: Comparación de índices ante incremento de Q en barra 7**Figura A2:** Comparación de índices ante incremento de Q en barra 10**Figura A3:** Comparación de índices ante incremento de Q en barra 12**Figura A4:** Comparación de índices ante incremento de Q en barra 14

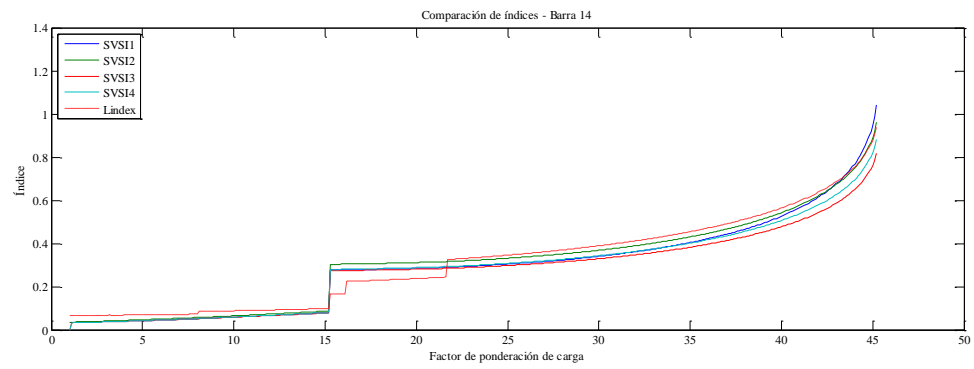


Figura A5: Comparación de índices ante incremento de Q en barra 17

